VISIT…

LANZAROTE
Caliente.COM

621.18
Р 60

К. Ф. РОДДАТИС

КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

Допущено Министерством высшего и среднего специального образования СССР в качестве учебного пособия для студентов неэнергетических специальностей высших учебных заведений



МОСКВА
«ЭНЕРГИЯ» 1977

6П2.22
Р 60
УДК 621.18 (0,75)

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ
БИБЛИОТЕКА

51006

Роддатис К. Ф.

Р 60 Котельные установки. Учеб. пособие для студентов неэнергетических специальностей вузов. М., «Энергия», 1977.

432 с. с ил.

В книге рассматриваются котельные установки, предназначенные для теплоснабжения промышленных предприятий и жилищно-коммунальных помещений. Описаны паровые и водогрейные котлы малой и средней производительности, энерготехнологические котлы, котлы-утилизаторы, их элементы, компоновки и особенности конструкций. Приведены сведения о топливе и использовании вторичных энергоресурсов: геотермальной теплоты, электроэнергии и некоторых других источников теплоснабжения.

Книга является учебным пособием для студентов вузов, специализирующихся в области теплоснабжения и промышленной теплоэнергетики, а также может быть полезна инженерно-техническим работникам, занятым эксплуатацией оборудования промышленных котельных.

Р $\frac{30303\text{-}373}{051(01)\text{-}77}$ 7-77 6П2.22

© Издательство «Энергия», 1977 г.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Широкое распространение котельных установок малой и средней производительности для снабжения паром и горячей водой предприятий промышленности и сельского хозяйства, жилых поселков и городов, бытовых предприятий требует подготовки инженеров-теплотехников с достаточно глубокими знаниями и квалификацией.

В настоящей книге приведены сведения по котельным установкам, необходимые специалисту по теплоснабжению и промышленной теплоэнергетике и определяемые новыми программами Министерства высшего и среднего специального образования СССР.

Быстро развивающееся строительство котельных установок, модернизация и замена устанавливаемого в котельных установках оборудования новым, создание отечественными заводами совместно с институтами новых видов оборудования, разработка и совершенствование методов расчета оборудования и устройств, широкое применение заводами-изготовителями комплектной и блочной поставки агрегатов, прогрессивные способы их монтажа, применение более экономичных способов сжигания и использования химической (потенциальной) теплоты различных топлив, обязательность утилизации вторичных энергоресурсов, использования теплоты геотермальных источников — все эти вопросы и ряд других обстоятельств потребовали их методического освещения в компактной и удобной для пользования книге.

Объем материала, представленный в книге, выдержан в соответствии с учебным планом для специальностей 1208 и может быть использован для специальностей 0308 и близких к ним. Для самостоятельной работы студента над литературой дан ее расширенный перечень, в который включены основные нормативные документы, знание которых является обязательным для инженера по котельным установкам, специализирующегося в области теплоснабжения и промышленной теплоэнергетики. Распределение материала данной книги по программам специальностей 1208, 0308 и рекомендованной литературы для самостоятельной работы студента целесообразно выполнить в каждом вузе в соответствии со спецификой его рабочих планов и учебных графиков.

В связи с тем, что основные нормативные документы — Правила Госгортехнадзора СССР, строительные нормы и правила Госстроя СССР,

нормативные методы расчета котельных агрегатов и их элементов, а также другие руководящие материалы изданы в системе МКГСС, а курсы термодинамики и тепломассообмена изложены в системе СИ, все величины в книге даны в двух указанных системах.

Рукопись книги просмотрена дважды и одобрена коллективами кафедр Ленинградского инженерно-строительного института, Всесоюзного заочного политехнического института, а также кафедры парогенераторов Московского энергетического института.

Автор выражает глубокую благодарность доцентам А. М. Зобову, В. А. Потрошкову, проф., докт. техн. наук Е. Ф. Бузникову за ценные замечания и предложения, высказанные ими при просмотре рукописи, а также проф., докт. техн. наук В. А. Спейшеру, выполнившему научное редактирование книги.

Все пожелания и замечания по книге автор примет с благодарностью, и их следует направлять по адресу: 113114, Москва, Шлюзовая наб., 10, издательство «Энергия».

ВВЕДЕНИЕ

В-1. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Основным направлением развития энергетики в СССР является централизованная выработка тепловой и электрической энергии для нужд народного хозяйства. Такой путь развития вызван тем, что на создание крупных установок требуются меньшие затраты и получаемая в подобных установках энергия по стоимости ниже, чем на небольших установках.

Главным источником производства тепловой и электрической энергии являются *тепловые электрические станции* (ТЭС), на которых за счет использования химической энергии топлива получают тепловую, механическую и электрическую энергию. Около 80% всей вырабатываемой электрической энергии получают за счет химической энергии органического топлива. Для этих же целей используются ядерная энергия, энергия потока рек, крупных озер и приливов в морях и океанах (гидроэнергия).

Из термодинамики известно, что наиболее экономичным способом получения теплоты для потребления промышленными и бытовыми установками является совместная комбинированная выработка тепловой и электрической энергии. В этом случае для централизованного теплоснабжения потребителей используется отработавший в паровой турбине теплоноситель. Такой способ снабжения теплотой принято называть *теплофикацией*, а тепловые электрические станции, производящие одновременно электрическую и тепловую энергию,— *теплоэлектроцентралями* (ТЭЦ).

При отсутствии комбинированной выработки энергии применяется раздельное производство электрической энергии на *конденсационных электростанциях* (КЭС) и теплоты в *котельных установках*.

Тепловые электростанции могут иметь паровые турбины с конденсаторами отработанного пара, при постройке их для данного района страны называются ГРЭС (Государственная районная электрическая станция).

Тепловые электростанции могут быть оборудованы газовыми турбинами, парогазовыми установками, т. е. различными тепловыми двигателями. Иногда на тепловых электростанциях используют для теплоснабжения потребителей теплоту отходящих газов или отработанный в двигателях пар низкого давления. В настоящее время в СССР и странах социалистического содружества около трети всех тепловых электростанций построено как ТЭЦ. Однако соорудить ТЭЦ труднее, чем котельную установку, преобразующую химическую энергию топлива в теп-

ловую, а стоимость установленной единицы теплоты на ТЭЦ выше; поэтому в ряде случаев приходится ограничиваться постройкой так называемой котельной установки без двигателей.

Котельные установки в зависимости от требований и вида потребителей могут производить пар для нужд промышленного предприятия и служить для получения горячей воды. Котельные установки могут также использоваться только для подогрева воды и обеспечения ею производственных и бытовых потребителей.

Котельные установки, предназначенные для снабжения паром предприятий, принято называть производственными котельными; в случае, когда котельная вырабатывает пар и нагревает воду или нагревает воду для предприятия и нужд отопления, ее называют производственно-отопительной, и когда котельная установка сооружается лишь для потребностей отопления и горячего водоснабжения, ее называют отопительной.

Иногда в производственных котельных установках, кроме воды или водяного пара, в качестве рабочего тела или теплоносителя используют и другие вещества — так называемые высококипящие органические теплоносители (ВОТ).

В районах с избытком выработки электрической энергии или при наличии резких колебаний графика нагрузки ТЭС, ГРЭС или ГЭС (гидроэлектростанций) оказывается выгодным электроэнергию использовать для снабжения теплом потребителей. В этих случаях теплоноситель нагревают в так называемых электрокотельных (в электрических котлах).

В районах страны, где имеются запасы нагретой воды, находящейся под давлением и залегающей неглубоко от поверхности земли, для снабжения потребителей паром, горячей водой, а в некоторых случаях и для выработки электроэнергии используются так называемые геотермальные установки, имеющие разное назначение в зависимости от состава, давления и температуры воды.

В-2. ЭЛЕМЕНТЫ, ВХОДЯЩИЕ В КОТЕЛЬНУЮ УСТАНОВКУ. ОБЩАЯ СХЕМА КОТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ

Для превращения химической энергии топлива в тепловую служит комплекс устройств, называемых котельной установкой.

При сжигании топлива, представляющего собой углеродистые и углеводородистые соединения преимущественно растительного происхождения, элементы, входящие в состав топлива, соединяются с кислородом воздуха, выделяют теплоту и нагревают продукты сгорания. От продуктов сгорания тепловая энергия передается рабочему телу, которым обычно служит вода, сжатая до давления выше атмосферного.

Таким образом, в котельной установке необходимо подать некоторое количество топлива и окислителя (воздуха); обеспечить сжигание топлива и отдачу теплоты от продуктов сгорания топлива рабочему телу и удаление продуктов сгорания топлива; подать рабочее тело — воду, сжатую до необходимого давления, нагреть эту воду до требуемой температуры или превратить ее в пар, отделить влагу из пара, а иногда и перегреть пар, обеспечив надежную работу всех элементов установки.

Устройство, имеющее топку для сжигания топлива, обогреваемое продуктами горения топлива, предназначенное для получения пара с давлением выше атмосферного и использованного вне самого устройства, называют паровым котлом.

Такое же устройство, служащее для получения горячей воды при давлении, большем атмосферного, называют водогрейным котлом.

Теплообменные устройства, служащие для:

подогрева воды продуктами сгорания топлива или другими газами перед поступлением воды в котел, называют водяным экономайзером;

нагрева пара, выходящего из котлоагрегата, до температуры, превышающей температуру насыщения при давлении в котле, называют пароперегревателем;

подогрева воздуха, подаваемого в топку котла, продуктами сгорания топлива, уходящими из котла (или из водяного экономайзера), называют воздухоподогревателем.

Комплекс всех этих теплообменных устройств называют котельным агрегатом (парогенератором).

Для осуществления перечисленных процессов котельная установка включает:

собственно котел или котельный агрегат;

устройства для подачи и подготовки топлива к сжиганию — топливоподачу и топливоприготовление;

установку для нагнетания необходимого для горения воздуха — дутьевой вентилятор;

оборудование для удаления очаговых остатков топлива — шлако- и золоудаление;

установку для отсоса продуктов сгорания топлива из установки — дымосос, перед которым иногда устанавливают приспособления, отделяющие золу из дымовых газов;

сооружения для отвода дымовых газов — дымовую трубу;

устройства для подготовки воды путем освобождения ее от вредных примесей — оборудование для химической очистки и деаэрации;

насосы для увеличения давления воды до большего, чем давление в котле, и подачи ее в котлоагрегат — питательные насосы.

Все эти устройства размещаются в специальном здании, называемом котельной, включающем в себя помещения для различных вспомогательных производственных служб, мастерских и бытовых помещений.

Котельная обычно представляет собой промышленное здание, в котором имеются:

устройства для хранения некоторого запаса топлива, механизмы для его подготовки к сжиганию и подачи в топку;

оборудование для очистки, хранения, подогрева и перекачки воды для питания котлоагрегата — теплообменников, водоочистки, деаэраторов, баков, питательных, сетевых и других насосов — при установке паровых и водогрейных котлоагрегатов;

различные вспомогательные машины и устройства, предназначенные для обеспечения длительной и надежной работы котельных агрегатов и в том числе приборов, позволяющих контролировать ход процессов в котлоагрегате и вспомогательном оборудовании.

Кроме указанного, вне здания котельной обычно располагаются:

устройства для разгрузки и перемещения твердого топлива по складу, а также его сортировки, дробления и подачи в емкости котельной;

устройства для приемки, разгрузки и подачи жидкого топлива по емкостям, аппаратам для подогрева, фильтрации и транспорта в котельную;

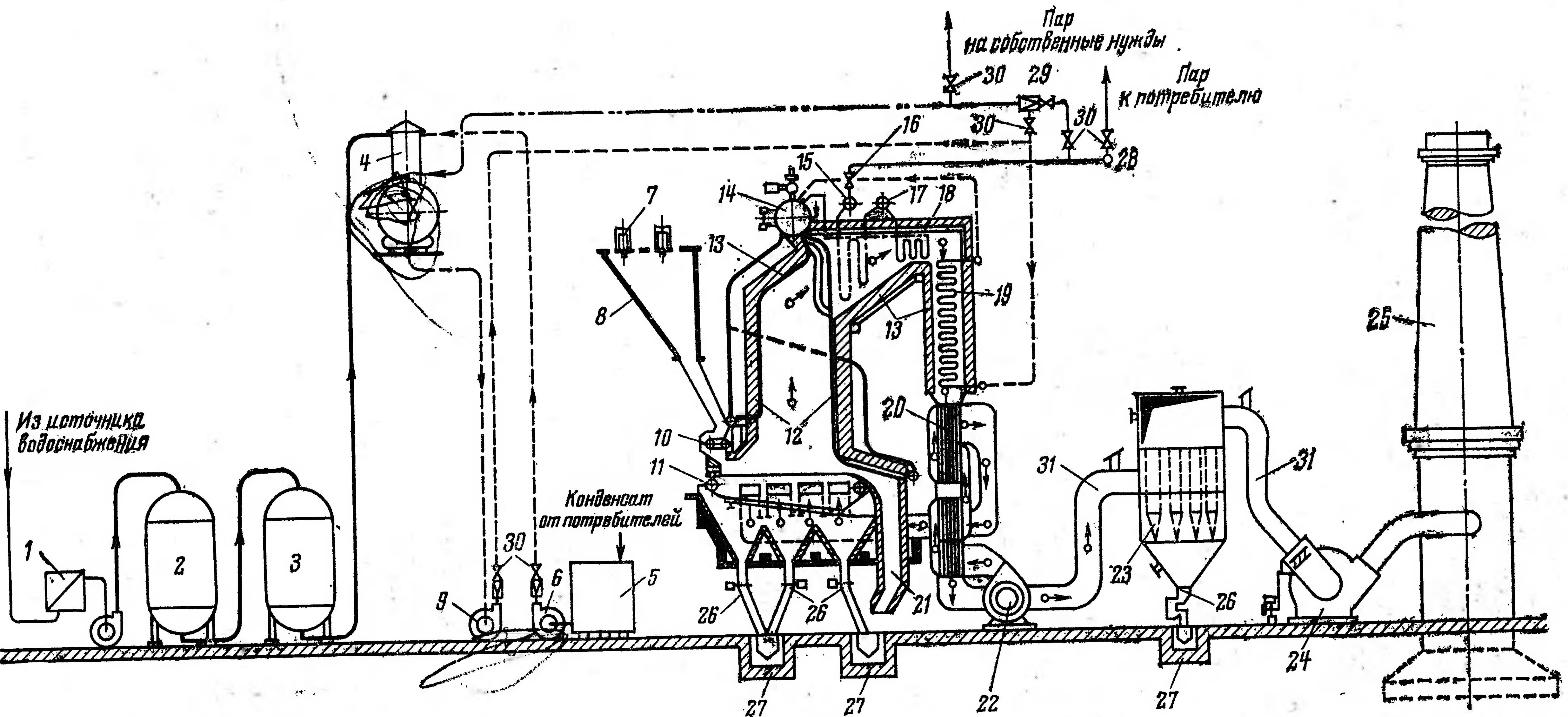


Рис. В-1. Схема устройства производственной котельной, работающей на твердом топливе.

1 — подогреватель сырой воды; *2* и *3* — фильтры химической очистки воды; *4* — деаэратор; *5* — бак для конденсата; *6* — насос для перекачки конденсата; *7* — конвейер для подачи топлива; *8* — бункер для топлива; *9* — насос питательной воды; *10* — питатель топлива; *11* — цепная механическая колосниковая решетка; *12* — экраны в топочной камере; *13* — обмуровка; *14* — барабан котлоагрегата; *15* — коллектор перегретого пара; *16* — главный запорный вентиль; *17* — регулятор температуры перегретого пара; *18* — пароперегреватель; *19* — водяной экономайзер; *20* — воздухоподогреватель; *21* — бункер для шлака; *22* — дутьевой вентилятор; *23* — батарейный золоуловитель; *24* — дымосос; *25* — дымовая труба; *26* — затворы на течках провала и золы; *27* — каналы для удаления шлака и золы водой; *28* — главный паропровод и коллектор; *29* — редукционно-охладительная установка; *30* — арматура; *31* — газоходы от котлоагрегата к дымовой трубе.

трубопроводы, подводящие газ к котельной, и газорегулировочные пункты (ГРП) для приема, очистки и снижения давления газа перед котлами;

сооружения для удаления шлака и золы из котельной и с ее территории;

склады для хранения материалов (в том числе горючих и смазочных) и запасных частей, необходимых при эксплуатации и ремонтах оборудования котельной установки;

устройства для приемки и преобразования электрической энергии, потребляемой котельной установкой. Иногда на территории устанавливают баки-аккумуляторы с горячей водой.

На территории котельной регламентировано устройство проездов и площадок разного назначения, зеленой зоны для защиты окружающего пространства от шума и загрязнений.

На рис. В-1 изображена схема устройства производственной котельной, работающей на твердом топливе и снабжающей паром производственное предприятие. Рассматривая процессы с рабочим телом — водой, поступающей из какого-то источника водоснабжения, например водопровода, можно видеть, что до того, как вода поступит в котлоагрегат, она будет подогрета в теплообменнике освобождена от части загрязняющих ее примесей и солей в аппаратах химической очистки и в деаэраторе из нее будут удалены растворенные газы. После такой подготовки вода питательным насосом направляется в котельный агрегат.

Котельный агрегат состоит из поверхностей нагрева, испаряющих воду *12* и перегревающих пар — пароперегревателя *18*, нагревающих воду — водяного экономайзера *19*, подогревающих воздух — воздухоподогревателя *20*. Котлоагрегат имеет обмуровку *13*, топочное устройство *11*, газоходы *31*, запорную и регулирующую арматуру *30* и др.

Котлоагрегат состоит из элементов, представляющих собой цилиндры (трубы и сосуды) разного диаметра, соединяемые между собой с помощью сварки или вальцовки.

Основными деталями котлоагрегата являются барабан *14*, коллекторы *15* и трубы.

Для возможности осмотра и очистки барабанов и коллекторов выполняют отверстия, называемые **лазами** или **люками**.

Внутренний объем парового котла, занятый водой, называют **водяным пространством**, занятый паром — **паровым пространством**; поверхность, отделяющая паровое пространство от водяного, — **зеркалом испарения**. В паровом пространстве устанавливают устройства для сепарации влаги и пара, а иногда ставят дополнительный барабан, называемый **сухопарником**.

При работе парового котла уровень воды в барабане колеблется между низшим и высшим положением.

Низший допускаемый уровень воды в барабанах паровых котлов устанавливается (определяется) для исключения возможности перегрева металла стенок элементов котлоагрегата и обеспечения надежного поступления воды в опускные трубы контуров циркуляции. Обычно низший уровень располагается выше на 100 мм над верхней точкой соприкосновения горячих дымовых газов с неизолированной стенкой элемента котла.

Положение **высшего допускаемого уровня воды** в барабанах паровых котлов определяется из условий предупреждения попадания воды в паропровод или пароперегреватель.

Объем воды, содержащейся в барабане между высшим и низшим уровнем, определяет «запас питания», т. е. время, позволяющее котлу работать без поступления в него воды.

Производительность котлоагрегата определяют по количеству теплоты или массовому количеству пара, получаемого из агрегата. Иногда размеры или производительность котлоагрегата характеризуются величиной поверхностей нагрева. Если теплота передается рабочему телу от продуктов сгорания топлива излучением, поверхности нагрева называют радиационными — при передаче тепла излучением *(18)* и конвективными — при передаче теплоты соприкосновением *(19, 20)*. Радиационные поверхности при размещении в топочной камере называются экранами *12*, и они защищают стены от прямого воздействия излучающей среды.

Топочное устройство *11* служит для сжигания топлива. В топочном устройстве может быть осуществлено слоевое сжигание топлива, когда твердое топливо подается для сжигания на колосниковую решетку того или иного типа, или камерное сжигание, когда топливо сжигается в факеле при подаче его через горелки или форсунки.

Для подачи твердого топлива на цепную колосниковую решетку, механически перемещающуюся вдоль топочной камеры, служит питатель топлива *10*. К питателю топливо поступает из бункера *8*. Для загрузки бункера используется конвейер *7*, представляющий собой чаще всего ленточный транспортер.

На пути от склада до бункеров котельной из топлива извлекаются металлические предметы, куски древесины, а само топливо дробится.

Воздух, необходимый для горения топлива при слоевом сжигании, подается вентилятором *22* под колосниковую решетку. В ряде случаев предварительно подогревают его в воздухоподогревателе *20*. Иногда часть воздуха подается непосредственно в топочную камеру в виде «острого» дутья.

Для удаления шлака и провалившихся через решетки частиц твердого топлива в нижней части слоевых топок выполняют специальные емкости — бункера, затворы и течки *26*, располагаемые под и в конце колосниковой решетки.

В камерных топках для твердого пылевидного топлива в их нижней части для сбора шлака из стен, покрытых экранами, выполняют так называемые «холодные» (шлаковые) воронки, под которыми размещаются бункера для шлака.

Пар, полученный в испарительных поверхностях нагрева, после осушки и освобождения от части солей направляется в пароперегреватель *18*. В нем происходят испарение вынесенной из барабана воды и нагрев пара до заданной температуры.

Пароперегреватель состоит из стальных труб, выполняемых в виде змеевиков и объединяемых коллекторами *15*, которые обычно размещаются вне газоходов. Иногда часть змеевиков помещают в топочной камере. В первом случае перегреватель называется конвективным *18*, во втором — радиационным. Так как перегреватель стремятся расположить в области сравнительно высоких температур, необходимо обеспечивать его надежную работу при всех режимах работы правильным выбором скорости движения пара, распределением его по змеевикам, подбором и изготовлением труб из металла, обладающего надлежащими свойствами. Из соображений надежности работы трубы пароперегревателя часто делают из специальных легированных сталей. С целью исключения возможности повышения температуры перегретого пара устанавливают специальные регуляторы *17*.

В водяном экономайзере *19* нагревается питательная вода, а иногда вода тепловых сетей. Водяные экономайзеры котлоагрегатов среднего и высокого давления изготовляют из стальных труб, для низкого давления — из чугунных или стальных труб.

При частичном испарении воды в трубах экономайзер называют кипящим. Чугунные водяные экономайзеры выполняют только некипящими. Вода подогревается лишь до температуры, на 20—40°С меньшей температуры насыщенного пара в барабане *14* котла.

В водяной экономайзер вода подается питательным насосом *9*, за счет напора которого и осуществляется ее принудительное движение в трубах экономайзера.

Воздухоподогреватель *20* в небольших котлоагрегатах располагают обычно после водяного экономайзера. В воздухоподогревателе подогревается воздух, идущий в топочную камеру, под решетку и в систему для подсушки и размола топлива. В случае сжигания топлив с высоким содержанием влаги или твердого топлива в камерной топке подогрев воздуха является обязательным. При сжигании твердого топлива в слое или жидких и газообразных топлив в камере в большинстве случаев для котельных агрегатов малой производительности можно ограничиться установкой только водяного экономайзера.

Воздух в воздухоподогреватель нагнетается дутьевым вентилятором *22* через входные короба-воздуховоды и отводится к топочной камере (или в систему приготовления топлива) коробами горячего воздуха.

При сжигании в камере газообразного топлива весь воздух вводится через горелку, в которой газ и воздух перемешиваются: при сжигании жидкого топлива также весь воздух вводится через горелку, но топливо с помощью форсунок сначала превращается в мелкие капли, которые затем перемешиваются с воздухом.

Если в камерной топке сжигается твердое топливо, то последнее предварительно измельчается в пылеприготовительных установках до размера частиц в несколько микрометров. В этом случае одна часть воздуха вводится через горелку в смеси с топливом (первичный воздух) и другая — через специальные устройства в той же горелке или рядом с ней (вторичный воздух). Иногда часть вторичного воздуха отделяется и вводится через специальные устройства в нижней части или на задней стене топочной камеры.

При сжигании твердого топлива, кроме дымовых газов, образуются шлак и зола, которые необходимо удалить из котлоагрегата и с территории котельной. Из бункеров шлак через течку попадает в устройства для удаления *27*, пройдя в некоторых случаях специальную дробилку.

Системы шлакоудаления могут быть механическими, пневматическими и гидравлическими; при небольших количествах шлака до 0,06 кг/с (до 200 кг/ч) применяют удаление шлака при помощи вагонеток с простой механизацией.

Вместе со шлаком удаляется зола, уловленная из дымовых газов с помощью золоулавливающих установок *23*, размещаемых перед дымососами *24*. Золоулавливающие установки и бункера шлака отделяются от устройств для золошлакоудаления специальными затворами *26*.

Охлажденные и очищенные от золы дымовые газы удаляются через дымовые трубы *25*, высота которых определяется таким образом, чтобы предупредить недопустимое загрязнение воздушного бассейна в районе котельной.

Дымовые трубы выполняются стальными, кирпичными или железобетонными (с защитной обмуровкой внутри).

При работе котлоагрегатов с давлением в топочной камере выше давления атмосферного воздуха или при небольшой производительности котельной, когда оказывается достаточной тяга, развиваемая дымовой трубой, дымососы не устанавливаются. В очень мелких котельных установках иногда можно обойтись и без дутьевых вентиляторов.

Дымовые газы, пройдя газоходы котлоагрегата, направляются в золоуловители *23*, затем в борова *31*, дымососы *24* и дымовую трубу *25*.

Дымовые газы с высокой температурой, полученные при сгорании топлива в топочной камере, имеют давление, отличающиееся от атмосферного.

Для изоляции дымовых газов от внешней среды применяют о б м у р о в к у *13*, которая выполняется из кирпича или огнеупорного материала, из металлических щитов с огнеупорами. Обмуровка может опираться непосредственно на фундамент, на металлические конструкции — каркас или крепиться на трубах экранов топочной камеры и газоходов.

Обмуровку в разных частях котлоагрегата выполняют различной, так как, например, в топочной камере обмуровка должна быть особо высокоогнеупорной, стойкой против химического воздействия шлаков, малотеплопроводной, дешевой, простой по конструкции, достаточно плотной. Обычно обмуровку изготовляют из недефицитных материалов.

К а р к а с служит для крепления и поддержания всех элементов котельного агрегата — барабанов, поверхностей нагрева, трубопроводов, обмуровки, лестниц и площадок и представляет собой металлические конструкции обычно рамного типа, соединенные с помощью сварки или болтами. Каркас закрепляют на фундаменте, а иногда выполняют совмещенным с каркасом здания, в котором устанавливается котельный агрегат.

Г а р н и т у р о й называются устройства, позволяющие обслуживать топочную камеру, колосниковые решетки и газоходы котельного агрегата — лазы, гляделки и люки с крышками и дверками для осмотра и другие устройства для очистки деталей топки и поверхностей нагрева в газоходах, шиберы и заслонки для регулирования тяги и дутья и лючки для обдувки.

А р м а т у р а *30* котельного агрегата состоит из устройств, обеспечивающих безопасное его обслуживание, — предохранительных клапанов, манометров, водоуказательных приборов, водопробных клапанов, регулирующих и запорных устройств для подачи, продувки и спуска воды, для отключения агрегата от трубопроводов топлива, воды и пара. Количество арматуры и ее обязательные типы регламентированы Правилами Госгортехнадзора СССР [Л. 1].

К в с п о м о г а т е л ь н ы м у с т р о й с т в а м котельной установки принято относить оборудование на ее территории для разгрузки, хранения и подачи топлива. Снабжение котельной топливом может осуществляться различными путями — по железной дороге, автотранспортом и по трубопроводам. При сжигании твердого и жидкого топлива топливное хозяйство состоит из устройств и сооружений для разгрузки, приема, складирования и подачи топлива в бункера котельной или трубопроводы котельной.

При использовании жидкого топлива, подаваемого в железнодорожных или автомобильных цистернах, на территории котельной выполняются устройства для разгрузки топлива — его слива и хранения. Жидкое топливо из хранилищ перекачивается насосами, подогре-

вается для снижения вязкости и фильтруется для освобождения от частиц, могущих нарушить работу форсунок, подготавливающих топливо к сжиганию.

Газообразное топливо, подведенное к котельной по газопроводу, поступает в газорегулировочный пункт — ГРП или газорегулировочное устройство — ГРУ, где его давление снижается до требуемой величины. Далее топливо поступает в газопровод *35* котельной к агрегатам с камерной топкой (рис. В-2) и к горелкам *36*.

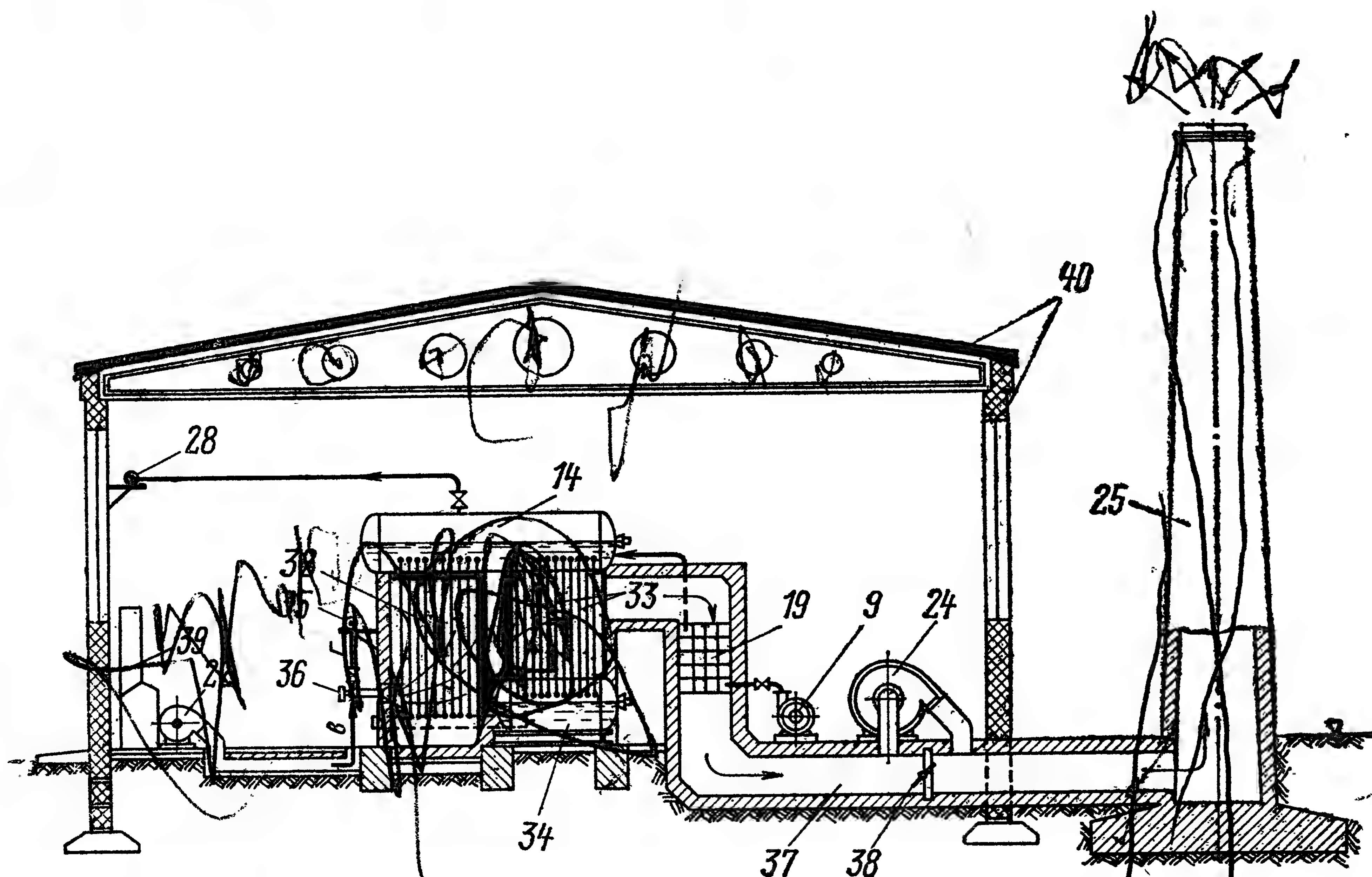


Рис. В-2. Схема размещения оборудования в котельной, работающей на газообразном топливе.

Обозначения даны на рис. В-1, кроме них: *32* — топочная камера; *33* — пучок кипятильных труб; *34* — нижний барабан; *35* — газопровод; *36* — горелка; *37* — подземный газоход «боров»; *38* — шибер; *39* — щит с контрольно-измерительными приборами; *40* — здание котельной.

Устройства для снижения давления газа перед котельной, магистрали для его отвода и разводка трубопроводов в котельной должны быть выполнены в соответствии с указаниями «Правил безопасности в газовом хозяйстве» Госгортехнадзора СССР [Л. 1].

Вода, предназначенная для подачи в паровые котлы или в тепловые сети и водогрейные котлы, должна удовлетворять ряду технических, санитарных и экономических требований. В случае поступления воды в котельную из городского водопровода обработка сводится к ее умягчению и снижению щелочности в специальных фильтрах *2* и *3* (см. рис. В-1); при использовании воды из открытых водоемов воду необходимо очистить от взвешенных веществ.

До поступления в устройства для химической очистки вода должна быть нагрета в теплообменниках *1*. Загрязненный конденсат, возвращаемый от технологических потребителей, также подвергается очистке.

Подготовленные тем или иным способом вода и конденсат направляются в устройства для удаления из них растворенных газов — деаэраторы *4*. После деаэраторов с помощью питательных насосов *9* вода

направляется в котельный агрегат или подпиточными насосами в тепловые сети.

В небольших котельных иногда для подачи питательной воды в паровой котел используются поршневые паровые насосы или инжекторы. В котельных с крупными паровыми котлами, как правило, используются центробежные насосы с электрическим приводом и с приводом от паровой турбины. Для подпитки водой тепловых сетей, когда в качестве источника теплоснабжения установлены стальные водогрейные котлы, применяются центробежные насосы обычно с электрическим приводом. Чугунные водогрейные котлы разрешается при определенных условиях подпитывать водой прямо из водопровода.

Размещение оборудования котельной установки на открытой площадке или в здании принято называть компоновкой. Если все оборудование расположено внутри здания, как это показано на рис. В-2, компоновку называют закрытой; при размещении части оборудования вне здания компоновка будет открытой.

Из общего описания котельной установки и ее вспомогательных устройств следует, что она представляет собой промышленное предприятие с хозяйственным расчетом, для которого принято вести отдельный учет и определять себестоимость вырабатываемой тепловой энергии.

Все котельные установки с давлением выше 0,07 МПа (0,7 кгс/см²) и температурой выше 115°С подлежат регистрации в государственной организации, контролирующей правильность конструкции котлоагрегата, соответствие установленным правилам и законам оборудования и здания котельной и соблюдение обслуживающим персоналом Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов Госгортехнадзора СССР, обязательных для всех министерств и ведомств [Л. 1]. Размеры, материалы, из которых выполняют здания котельных, величины проходов между стенами и оборудованием, а также расстояния до ферм и перекрытий определяются Правилами и нормами Госгортехнадзора и Госстроя СССР [Л. 2], которые обязательны для всех министерств и ведомств.

Трубопроводы, с помощью которых транспортируют теплоноситель к потребителям, возвращают конденсат или воду с меньшей температурой, называют тепловыми сетями. Их устройство, конструкции, выбор, способы регулирования работы и другие вопросы изучаются в специальной дисциплине — «Тепловые сети».

Глава первая

ТОПЛИВО И ДРУГИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

1-1. ТОПЛИВО. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Топливом называют вещество, которое при сгорании образует продукты, нагретые до высоких температур, за счет содержащейся в нем химически связанной энергии.

Обычно топливо представляет собой сложные углеродистые и углеводородистые соединения с примесью некоторого количества минеральных веществ, образовавшихся из остатков растительного или животного происхождения путем преобразования в результате процессов, происходивших под давлением и без доступа воздуха на протяжении длительного времени.

Все виды органического топлива по агрегатному состоянию при нормальных условиях могут быть разделены на твердые, жидкие и газообразные. По способу получения все виды органического топлива принято подразделять на естественные и на искусственные, получаемые в результате переработки естественного топлива (табл. 1-1).

Учитывая потребности отраслей промышленности, принято органические топлива подразделять на две основные группы: технологи-

Таблица 1-1

Виды и способы получения органического топлива

Агрегатное состояние топлива	Вид топлива по способу получения	
	Естественное	Искусственное
Твердое	Остатки растений, дрова, торф, бурые угли, каменные угли, полуантрациты и антрациты, горючие сланцы	Брикеты, древесный уголь, полукокс, кокс, отходы углеобогащения, нефтяной кокс
Жидкое	Нефть	Продукты перегонки и переработки нефти (бензин, бензол, керосин, масла, мазуты и другие продукты). Продукты гидрогенизации твердого топлива, сланцевое масло, спирты
Газообразное	Природный газ, нефтепромысловый (попутный) газ	Газ генераторный, сухой перегонки топлива, побочные газы — коксовый, доменный, конверторный, ферросплавных печей, подземной газификации угля. Газы крекинга, пиролиза

ческие — идущие на переработку для извлечения нужных промышленности продуктов и энергетические — используемые для сжигания с целью получения тепловой, механической и электрической энергии.

В состав любого топлива в виде основных горючих элементов (и их химических соединений) входят углерод C, водород H и сера S. Кроме того, в топливе, как правило, содержатся кислород O и азот N. Кислород обычно связывает некоторое количество горючих элементов, уменьшая этим выделение теплоты при сгорании топлива. Азот не участвует в процессе горения, но на его подогрев и выделение затрачивается определенно количество теплоты. Далее в топливе содержится влага W и зола A.

Все перечисленные элементы содержатся в топливе в соединениях сложного типа в горючей и негорючей его части.

Топливо в том виде, в каком оно используется для сжигания, называют рабочим и содержание в нем перечисленных элементов дают с индексом «р», т. е. на рабочую массу топлива, и в процентах.

Таким образом, рабочее топливо состоит из:

$$C^p+H^p+S^p+O^p+N^p+W^p+A^p=100\%. \qquad (1\text{-}1)$$

Углерод является одной из главных составляющих топлива, так как его содержание определяет теплоту сгорания топлива. В состав топлива углерод входит в виде сложных соединений с кислородом, азотом и серой.

Водород из-за того, что его теплота сгорания превышает теплоту сгорания углерода больше чем в 4 раза, является второй главной составляющей топлива. Но содержание водорода в топливе небольшое, и поэтому количество теплоты, выделяемой им при сгорании, невелико и тем ниже, чем больше геологический возраст топлива.

Кислород в топливе содержится также в количестве, зависящем от геологического возраста топлива. Так как находящийся в соединении с горючими элементами топлива кислород не способствует выделению химической энергии топлива, его считают балластом органической части топлива.

Сера в топливе может встречаться в трех видах: органической — S_o, когда она связана с углеродом, водородом, азотом и кислородом в виде сложных органических соединений, колчеданной — $S_к$ в соединении с железом и сульфатной — S_c в виде соединений $FeSO_4$, $MgSO_4$, $CaSO_4$ и др. Сера, входящая в состав органических и колчеданных соединений, может сгорать и выделять теплоту, образуя сернистый и серный ангидрид. Это содержание серы принято объединять и называть летучей горючей:

$$S^г_л=S^г_о+S^г_к. \qquad (1\text{-}2)$$

Сера, входящая в состав сульфатных соединений из-за того, что последние практически не разлагаются, не выделяет при горении топлива теплоты и переходит в шлаки и золу.

Азот в топливе содержится, как правило, в малых количествах, в горении не участвует и переходит в свободном состоянии в продукты сгорания. По сравнению с содержанием азота в воздухе, подаваемом для сжигания топлива, содержание азота в топливе (кроме природного газа некоторых месторождений) мало, так же как и влияние его на объем продуктов горения.

Минеральная часть топлива, для которой принято выражение *зола*, в топливе может быть *первичной* (внутренней), образовавшейся за счет негорючей части и содержащейся в веществах, из которых образовалось топливо; *вторичной*, внесенной в топливо извне, главным образом в период образования пласта топлива, и *третичной*, попадающей при добыче топлива из прослоек, кровли и подошвы пласта слоя топлива.

Под золой топлива понимают твердый остаток, полученный после сжигания специальной пробы топлива при температуре 800°С.

При сжигании топлива его минеральная часть, подвергаясь ряду превращений, образует золу, количество которой зависит не только от содержания и состава исходных минеральных примесей, но и от условий и от способа сжигания топлива. При прокаливании топлива в лабораторной муфельной печи в минеральной части топлив протекают следующие процессы: гидратированные силикаты, гидраты окиси железа и гипс теряют кристаллогидратную воду, щелочи и хлориды испаряются, карбонаты и сульфаты железа и алюминия разлагаются и дают новые соединения, так же как соли закиси железа, сульфиды железа и сернистый ангидрид [Л. 3]. В связи с указанными превращениями масса и состав образующейся золы никогда не бывают равными массе и составу исходных минеральных примесей.

В ходе озоления топлива иногда происходит сплавление золы, препятствующее выгоранию органического вещества, а также унос озоляемого материала образующимися газами. Отсюда следует, что зола, зольность топлива — понятия в известной мере условные. Количество ее, как и состав, в сильной степени зависит от конечной температуры прокаливания. Кроме того, выражение «содержание золы в топливе» не точное, так как зола в топливе не содержится, а получается при его сжигании. В топочных устройствах при сжигании топлива минеральная масса претерпевает в основном те же превращения, что и в муфельной печи, однако изменение ряда условий накладывает определенный отпечаток на состав и количество образующейся золы. Ниже минеральная часть топлива условно названа золой.

Влагу, содержащуюся в топливе, принято разделять на *внешнюю* и *гигроскопическую*.

Внешняя влага при хранении топлива в сухом месте постепенно удаляется (испаряется) до тех пор, пока не наступит равновесие между парциальным давлением паров в воздухе и паров воды, содержащейся в топливе. Топливо, высушенное таким образом, называют *воздушно-сухим*.

Если продолжить подсушку топлива, нагреть его до температуры 105°С при атмосферном давлении, то можно условно считать, что вся влага из топлива удалена. Это количество влаги, удаленное из воздушно-сухого топлива, называют *гигроскопической влагой*.

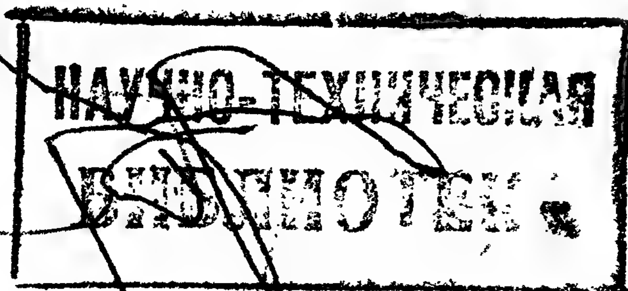
Внешняя и гигроскопическая влага в сумме составляет рабочую влажность топлива:

$$W^{р}=W^{вн}+W^{ги}. \qquad (1\text{-}3)$$

Кроме того, в некоторых минеральных соединениях (кристаллах) топлива содержится некоторое количество влаги, удаление которой возможно лишь при нагреве топлива до температуры порядка 800°С, т. е. до разложения этих соединений. Эту влагу называют *гидратной* или *кристаллизационной*, и ее не считают входящей в общую влагу топлива.

Влага не только ухудшает качество топлива, но и, превращаясь при горении в пар, отнимает часть теплоты сгоревшего топлива. Температура же уходящих из котельной установки дымовых газов обычно выше 100°С, т. е. теплота, затраченная на испарение влаги из топлива, обычно теряется. Если из топлива удалить внешнюю и гигроскопическую влагу, то останется *сухая масса* топлива, имеющая состав:

$$C^{с}+H^{с}+S^{с}+O^{с}+N^{с}+A^{с}=100\%. \qquad (1\text{-}4)$$



Состав сухой массы топлива необходим для правильного определения зольности топлива в тех случаях, когда топливо до сжигания подсушивается.

Условно удалив из сухой массы топлива содержащуюся в нем золу, можно получить состав горючей массы топлива:

$$C^г+H^г+S^г+O^г+N^г=100\%. \quad (1\text{-}5)$$

Из сопоставления рабочей и горючей масс топлива видно, что последняя отличается от первой отсутствием балласта (влаги и золы):

$$Б=W^р+A^р. \quad (1\text{-}6)$$

Нетрудно видеть, что горючая масса топлива является наиболее постоянной для данного вида и месторождения топлива.

Если выделить из горючей массы топлива серу летучую и колчеданную $S^г_к$, то оставшаяся масса топлива будет содержать только органическую серу $S^г_о$, и ее называют органической массой топлива:

$$C^о+H^о+S^г_о+O^о+N^о=100\%. \quad (1\text{-}7)$$

Понятием органической массы топлива пользуются при некоторых лабораторных и других исследованиях топлива. Из уравнений (1-5) и (1-7) видно, что горючая и органическая массы топлива весьма близки друг к другу.

Наконец, если пробу рабочего топлива достаточно долго хранить в сухом помещении, а затем направить для анализа, то оставшуюся в топливе внешнюю и гигроскопическую влагу называют аналитической $W^а$, и тогда состав этой массы топлива будет:

$$C^а+H^а+S^а+O^а+N^а+A^а+W^а=100\%. \quad (1\text{-}8)$$

Соотношения между рабочей, сухой, горючей, органической и аналитической массой топлива может дать сводка формул для пересчета состава топлива с одной массы на другую (табл. 1-2).

Таблица 1-2

Формулы для пересчета состава и теплоты сгорания топлива

Заданная масса топлива	Искомая масса топлива			
	органическая	горючая	сухая	рабочая
Органическая	1	$\frac{100-S^с_к}{100}$	$\frac{100-S^с_к-A^с}{100}$	$\frac{100-S^с_к-W^р-A^р}{100}$
Горючая	$\frac{100}{100-S^г_к}$	1	$\frac{100-A^с}{100}$	$\frac{100-W^р-A^р}{100}$
Сухая	$\frac{100}{100-A^с-S^с_к}$	$\frac{100}{100-A^с}$	1	$\frac{100-W^р}{100}$
Рабочая	$\frac{100}{100-S^р_к-A^р-W^р}$	$\frac{100}{100-A^р-W^р}$	$\frac{100}{100-W^р}$	1

Из сопоставления выражений для двух масс топлива видно, что коэффициенты пересчета этих масс топлива для всех элементов постоянны.

Выполняемый в специальных лабораториях химический анализ топлива дает возможность определить содержание в топливе отдельных

элементов, т. е. элементарный состав топлива, хотя эти элементы содержатся в топливе в весьма сложных соединениях. Однако для обычных расчетов, связанных с использованием полученной теплоты в процессе сжигания топлива, знание элементарного состава топлива на рабочую массу обычно является достаточным.

Сведения о рабочем составе твердого топлива, используемого в промышленных и отопительных котельных, даны в табл. 1-3.

Если топливо нагревать без доступа воздуха до температуры порядка 850°С, то из топлива выделяются летучие вещества и остается твердый нелетучий остаток (кокс).

Величину выхода летучих веществ принято пересчитывать на горючую массу топлива и называть выходом летучих $V^г$, давая ее в процентах.

В состав летучих входят водород H, углеводороды C_nH_m, окись углерода CO, двуокись углерода CO_2 и некоторые другие соединения. Чем моложе геологически топливо, тем меньше его степень углефикации — насыщения углеродом, тем больше выход летучих. Так, например, у дров $V^г \approx 85\%$, торфа — 70%, бурого угля — 60%, полуантрацитов и антрацитов — 9 и 4%.

Выделение летучих веществ начинается задолго до достижения топливом температуры 850°С, так, например, начало выделения летучих для дров лежит на уровне температур около 160°С, торфа — 100—110°С, бурого угля — 130—170°С, полуантрацита и антрацита — 380—400°С. Чем больше выход летучих и ниже температура начала их выделения, тем легче воспламеняется топливо и выше его реакционная способность при горении.

После выхода летучих из нагреваемого топлива получается остаток, который может быть различного вида: спекшийся, слабоспекшийся и порошкообразный. Лишь некоторые каменные угли дают плотный, спекшийся остаток с большим числом пор, называемый коксом и пригодный для использования в металлургии. Этот кокс по химическому составу близок к углероду. Так как при сжигании часть минеральных примесей улетучивается, количество золы топлива никогда не бывает равно количеству минеральных примесей.

Основными компонентами золы, определяющими ее химический состав и характеристики, являются окись кремния SiO_2, окись алюминия Al_2O_3, окись титана TiO_2, окислы железа Fe_2O_3, известь CaO, магнезия MgO, окислы щелочных металлов Na_2O и K_2O, а также соединения серы (сульфаты и сульфиды).

Плавкость золы зависит от состава золы и окружающей ее газовой среды. Оценку плавления золы проводят по трем температурам: начала деформации t_1, начала размягчения t_2 и жидкоплавкого состояния t_3.

Определение этих температур ведется в лабораторных условиях путем наблюдения за изменениями специально изготовленной из золы пирамидки, помещаемой в муфельную печь и постепенно нагреваемой в газовой среде, содержащей продукты неполного горения — CO, H_2 и т. д. (рис. 1-1). Полученные значения температуры сводят в таблицы с характеристиками элементарного состава топлива.

При выборе типа топочного устройства и режимов сжигания топлива важно знать не только абсолютные значения указанных температур, но и их интервалы или разности: $t_2—t_1$; $t_3—t_2$, позволяющие оценить возможные нарушения топочных процессов.

Золу, прошедшую стадии плавления и высоких температур, при которых она частично разлагается и превращается в сплавленную или спекшуюся массу, называют шлаком. В отличие от золы, которая состоит в основном из свободных окислов различных элементов, в шла-

2*

Таблица 1-3

Характеристики твердых топлив, потребное количество воздуха, объем продуктов сгорания при $\alpha = 1$ и приблизительная оптовая цена

Месторождение и марка топлива	Состав рабочей массы, %								Теплота сгорания $Q^р_н$		Выход летучих $V^г$, %	Плавкость золы, °C			Коэффициент размолоспособности $k_{ло}$	Объемы при $\alpha = 1$, м³/кг		Приблизительная оптовая цена на месте добычи, руб/т
	$W^р$	$A^р$	$S^р_к$	$S^р_о$	$C^р$	$H^р$	$N^р$	$O^р$	МДж/кг	ккал/кг		t_1	t_2	t_3		воздуха $V^о$	дымовых газов $V^о_г$	
Западная Украина																		
Львовско-Волынское, Ново-Волынское, ГР	10	15,3	1,6	0,9	59,4	3,9	1,0	7,9	23,3	5570	39	1100	1200	1230	1,2	6,13	6,64	15,8
Подмосковный бассейн																		
Подмосковный, Б2	33	22,8	1,4	1,3	29,7	2,3	0,5	9,0	10,7	2570	47	1350	1500	1500	1,7	3,04	3,69	8,4
Донецкий бассейн																		
Донецкий, Д	13	15,7	1,5	1,5	53,9	3,9	1,1	9,4	21,1	5030	43	1000	1200	1280	1,1	5,61	6,15	22
Г	7	18,1	2	1,3	60,7	4	1,1	5,8	24,1	5760	40	1050	1200	1280	1,15	6,37	6,83	27,2
А	7,5	19	0,9	0,6	68	1,5	0,6	1,9	24,2	5790	3,5	1070	1200	1250	0,95	6,43	6,73	16,6
Кавказский бассейн																		
Ткибульское, Д	13	34,8	1,3	0,7	37,3	3,2	0,5	9,2	14,7	3510	49	1450	1470	1480	1,1	4,71	5,22	10
Печорский бассейн																		
Интинское, Д	11	24,9	1,9	0,6	48,4	3,2	1,3	9	19,5	4410	39	1050	1150	1170	1,15	4,91	5,37	16
Воркутинское, Ж	5	18,1	0,8		64,8	4,1	1,4	5,8	25,7	6130	33	1140	1200	1250	1,4	6,68	7,13	19,2
Урал																		
Кизеловское, Г	5	26,6	2,6	2,1	52,6	3,9	0,9	6,3	21,7	5150	45	1200	1450	1500	1,0	5,66	6,08	12,4
Челябинское, Б3	17	28,2	1,5		39,2	2,8	0,9	10,4	14,6	3490	44	1150	1250	1300	1,25	3,93	4,44	12,7
Казахская ССР																		
Карагандинское, К	6,5	24,4	0,7	0,7	59,2	3,6	0,8	4,8	22,9	5470	28	1400	1450	1470	1,4	6,08	6,5	17,6

Месторождение и марка топлива	Состав рабочей массы, %								Теплота сгорания $Q^р_н$		Выход летучих $V^г$, %	Плавкость золы, °С			Коэффициент размолоспособности $k_{ло}$	Объемы при α = 1, м³/кг		Приблизительная оптовая цена на месте добычи, руб/т
	$W^р$	$A^р$	$S^р_к$	$S^р_о$	$C^р$	$H^р$	$N^р$	$O^р$	МДж/кг	ккал/кг		t_1	t_2	t_3		воздуха $V^о$	дымовых газов $V^о_г$	
Киргизская ССР																		
Таш-Кумыр, Д	15	11,9	0,9		57,7	3,4	0,7	10,4	21,8	5180	36	1280	1340	1360	1,3	5,71	6,26	15,0
Сулюкта, Б3	22	11,7	0,2	0,3	51,4	2,7	0,4	11,3	19,3	4380	33	1120	1230	1250	1,3	4,93	5,51	15,4
Кузнецкий бассейн																		
Кузнецкий, Д	10,5	8,5	0,3		63,7	4,5	1,8	10,7	25,0	5960	42	1130	1200	1250	1,2	6,51	7,08	10
Г	8	9,2	0,5		68,3	4,8	1,8	7,4	27,0	6450	40	1100	1200	1250	1,23	7,11	7,66	11,8
Ж	7	27,9	0,4		57,3	2,9	1,4	3,1	21,5	5190	23	1150	1300	1370	1,6	5,77	6,14	12
Т	6,5	16,8	0,5		68,4	3,3	1,5	3	26,0	6210	13	1250	1300	1400	1,6	6,87	7,28	7,8
2СС	6	11,3	0,5		72,2	3,9	1,7	4,4	28,0	6680	21	1145	1145	1500	1,7	7,32	7,77	8,5
Канско-Ачинский бассейн																		
Ирша-Бородинский, Б2	33	6	0,2		43,7	3	0,6	13,5	15,7	3740	48	1180	1210	1230	1,2	4,24	4,98	1,8
Красноярский край																		
Минусинское, Черногорское, Д	14,5	11,5	0,5		58,4	4	1,3	9,8	22,5	5380	41	1200	1350	1400	1	5,94	6,52	7,2
Черемховский бассейн																		
Азейское, Б3	22,5	10,1	0,4		49,9	3,6	0,9	12,6	19,0	4520	46	1100	1295	1310	1,12	4,98	5,64	10
Читинская область																		
Букачачинское, Г	7	9,3	0,6		68,6	4,8	0,8	8,9	27,0	6450	40	1170	1300	1330	1,2	7,09	7,63	8,3
Бурятская АССР																		
Гусино-Озерское, Б3	23	13,1	0,6		47,9	3,3	0,6	11,5	17,9	4270	42,5	1080	1200	1220	1,0	4,77	5,4	7,5

Продолжение табл. 1-3

Месторождение и марка топлива	Состав рабочей массы, %								Теплота сгорания $Q^р_н$		Выход летучих $V^г$, %	Плавкость золы, °C			Коэффициент размолоспособности $k_{ло}$	Объемы при $\alpha = 1$, м³/кг		Приблизительная оптовая цена на месте добычи, руб/т
	$W^р$	$A^р$	$S^р_к$	$S^р_о$	$C^р$	$H^р$	$N^р$	$O^р$	МДж/кг	ккал/кг		t_1	t_2	t_3		воздуха $V^о$	дымовых газов $V^о_г$	
Тувинская АССР																		
Элегестинское, Ж	7	8,4	0,6		74,5	4,8	0,8	3,9	27,6	7070	35	1125	1245	1260	2,0	6,7	6,64	—
Якутская АССР																		
Джебарикихая, Д	11	11,1	0,2		60,5	4,2	0,5	12,5	23,0	5500	42	1120	1160	1180	1,1	6,08	6,64	9,35
Эрозионное, Д	9	12,7	0,4		61,7	4,1	1	11,1	23,4	5580	32	1200	1330	1350	1,6	6,37	6,93	12,85
Хабаровский край																		
Ургальское, Г	6,5	29,9	0,4		50,9	3,8	0,6	7,9	20,2	4830	41,5	1150	1500	1500	1,05	5,28	5,72	9,8
Приморский край																		
Сучанское, Г	5,5	28,8	0,4		54,2	3,5	0,8	6,8	21,2	5050	36	1120	1320	1340	1,5	5,53	5,94	16,8
Липовецкое, Д	6,5	26,6	0,4		51,6	4	0,5	10,4	20,0	4780	49	1450	1500	—	1,05	5,31	5,78	16,1
Тавричанское, БЗ	15	23,8	0,4		44,8	3,5	1,3	11,2	17,1	4080	47	1200	1400	1450	0,85	4,55	5,09	14,6
Сахалин																		
Мгачи, Д	6	10,3	0,3		66,5	5,2	1,3	10,4	26,5	6320	48	1140	1200	1210	1,1	5,32	5,85	20,15
Макаровское, Ж	5	12,3	0,4		71,7	4,8	1,4	4,4	28,6	6830	35	1215	1250	1275	0,9	6,70	7,25	26,4
БЗ	20,5	11,5	0,3		49,2	3,8	0,9	13,8	18,8	4480	47,5	1130	1190	1210	0,85	4,93	5,58	17,15
Эстонская ССР																		
Сланцы	13	40	1,3	0,3	24,4	3,1	0,1	3,7	10,9	2610	90	1300	1400	1430	2,4	2,89	3,37	4,0
Торф:																		
фрезерный	50	6,3	0,1		24,7	2,6	1,1	15,2	8,1	1940	70	1070	1150	1200	—	2,38	3,30	2,5—3,5
кусковой	48	7	0,1		25,7	2,7	1,1	15,4	9,3	2210	70	1050	1190	1200	—	3,01	3,87	4,7—9
Древесина	30	0,7	—		35,4	4,2	0,4	29,3	18,0	2950	85	—	—	—	—	2,81	3,75	—

кие окислы образуют многокомпонентные системы, возникшие после воздействия на золу высоких температур и попадания в нее дополнительных веществ из присадок, из обмуровки.

Вследствие этого температура плавления шлака отличается от температуры плавления золы t_3. Для борьбы с загрязнением поверхностей топочной камеры особенно важно знать значение температуры затвердевания золы, наступающего после прохождения ею зоны высоких температур, — оно обычно ниже t_2 примерно на 50°С. Сюда же надо отнести и вязкость шлака в расплавленном состоянии при различных темпера-

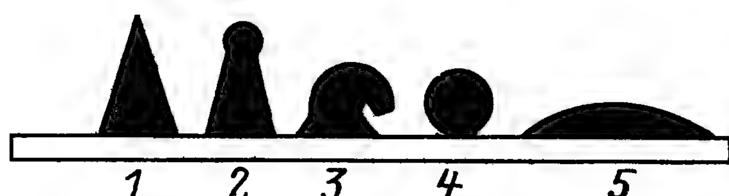


Рис. 1-1. Определение температур, характеризующих золу топлива.

1 — до нагрева; 2 — начало деформации; 3 — начало размягчения; 4 — полное размягчение; 5 — жидкоплавкое состояние.

турах, величину которой необходимо знать при удалении шлака из топочной камеры в расплавленном состоянии — жидком удалении шлака. Значение вязкости шлака топлива необходимо и при использовании шлака для изготовления так называемой шлаковой ваты.

При нагревании часть минеральных соединений улетучивается; в первую очередь, это относится к карбонатам ($CaCO_3$, $MgCO_3$, $FeCO_3$), которые, разлагаясь, дают двуокись углерода CO_2 и окислы металлов.

Для топлив, у которых содержание карбонатов выше 5%, в первую очередь для сланцев, за горючую массу топлива принимают величину

$$100 - W^р - A^р_{испр}(CO_2)_к, \qquad (1\text{-}9)$$

где
$$A^р_{испр} = A^р - [2{,}5(S^с_л - S^с_а) + 0{,}375 S^с_к)]\left(1 - \frac{W^р}{100}\right), \%,$$

т. е. зольность без сульфатов, образовавшихся при разложении карбонатов, но с поправкой на сгорание колчеданной серы.

Величина $(CO_2)_к$ есть процентное содержание двуокиси углерода, выделившейся при разложении карбонатов.

Величину, найденную по выражению, находящемуся в квадратных скобках, можно принять равной 2% для эстонских и гдовских сланцев, 3,1% — для савельевских и 4,1% — для кашпирских.

Характеристики жидких топлив и их элементарный состав пересчитывают с помощью тех же формул и коэффициентов, которые были приведены для твердого топлива. Для топлив, получаемых из нефти, характерны высокая теплота сгорания, низкая влажность и зольность. В золе после сжигания жидких топлив встречаются соединения ванадия, снижающие надежность работы отдельных элементов котлоагрегата, если эти элементы имеют температуру выше 600°С и расположены в среде продуктов сгорания топлива. Если в жидком топливе содержится больше 0,5% серы, то для хвостовых поверхностей нагрева необходима защита части элементов котлоагрегата от сернокислотной коррозии.

В газообразном топливе, кроме горючих элементов — водорода H_2, углеводородов метанового ряда C_nH_{2m+2}, тяжелых углеводородов C_nH_m, сероводорода H_2S и окиси углерода CO, содержатся в небольшом количестве кислород O_2, азот N_2, двуокись углерода CO_2 и водяные пары H_2O.

Состав газообразного топлива удобней давать в процентах по объему и все расчеты вести, исходя из единицы объема сухого газа,

взятого при нормальных условиях — давлении 0,1 МПа (760 мм рт. ст.) и температуре 0°С, а затем вводить поправку на содержание водяных паров.

1-2. ТЕПЛОТА СГОРАНИЯ ТОПЛИВА. УСЛОВНОЕ ТОПЛИВО

Горючие элементы топлива — углерод, водород и сера — находятся в составе горючей массы топлива в сложных соединениях, что пока не позволяет рассчитать теплоту сгорания топлива. Определение теплоты сгорания любого вида топлива осуществляют опытным путем — калориметром (рис. 1-2).

Калориметр состоит из металлического сосуда, заполненного водой (рис. 1-2,*а*) и сосуда-бомбы (рис. 1-2,*б*), внутри которой находится исследуемое топливо. Полость сосуда-бомбы заполняется кислородом под давлением 2—3 МПа (20—30 кгс/см²). Если сжечь топливо, воспламенив его электрическим током, то по повышению температуры воды в сосуде *5*, измеряемой термометром (рис. 1-2,*в*), можно найти количество выделившейся теплоты, отданной продуктами сгорания. Используя несколько иную конструкцию калориметра, таким же путем можно найти теплоту сгорания газообразного топлива, если знать количество сгоревшего газа и теплоту, отданную продуктами горения воде.

Принято различать **высшую** и **низшую теплоту сгорания топлива**. Высшая отличается от низшей количеством теплоты, выделяемой при конденсации водяных паров, входящих в состав продуктов сгорания топлива. Полученная в калориметре величина теплоты сгорания топлива отличается от высшей на значение теплоты образования в бомбе азотной и серной кислоты, она не учитывает также нагрев самого калориметра и его теплообмен с окружающей средой.

Поэтому теплоту сгорания топлива, полученную в бомбе калориметра, называют **теплотой сгорания по бомбе** и для получения высшей теплоты сгорания, кДж/кг или ккал/кг, вводят указанные поправки:

$$Q^р_в = Q_б - 94S^р_л - 0{,}0042Q_б \text{ или } Q^р_в = Q_б - 22{,}5S^р_л - 0{,}001Q_б. \quad (1\text{-}10)$$

В формуле:

94 или 22,5 $S^г_л$ — количество теплоты, выделяющееся в результате образования и растворения в воде окислов серы, кДж/0,01 кг или ккал/0,01 кг содержания горючих соединений серы в топливе, %;

0,0042 или 0,001 $Q_б$ — количество тепла, кДж/кг или ккал/кг, условно принимаемое за счет выделения теплоты при образовании азотной кислоты.

Связь между высшей и низшей рабочей теплотой можно установить, если принять значение величины теплоты испарения воды равной 2520 кДж/кг или 600 ккал/кг.

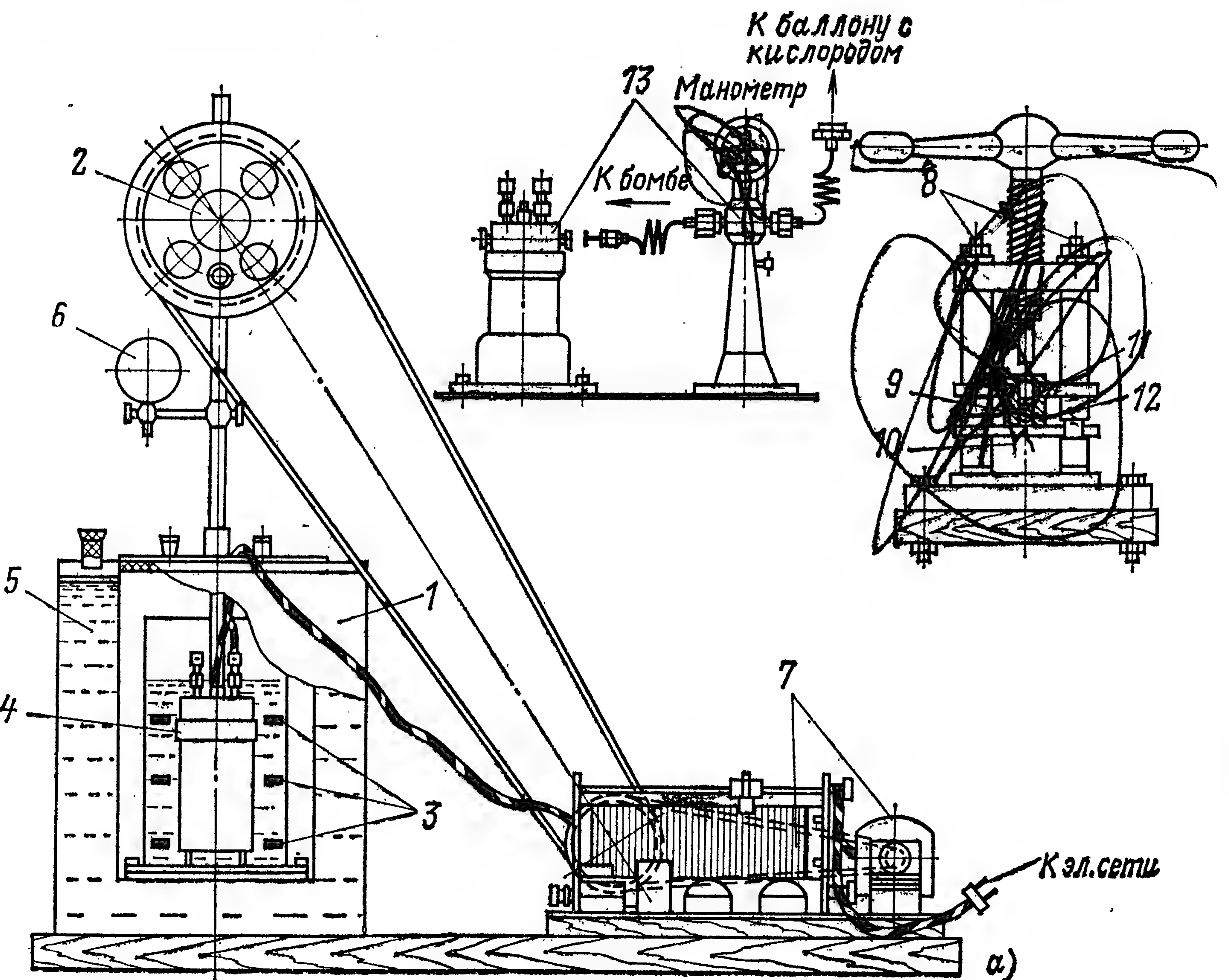
Количество теплоты, потребной для испарения воды из топлива, кДж/кг или ккал/кг, можно найти из выражения

$$Q = 2520\left(\frac{9H^р}{100} + \frac{W^р}{100}\right) = 25{,}2\,(9H^р + W^р),$$

или

$$Q = 600\left(\frac{9H^р}{100} + \frac{W^р}{100}\right) = 6\,(9H^р + W^р),$$

так как при окислении одной массовой части водорода получается девять массовых частей воды.



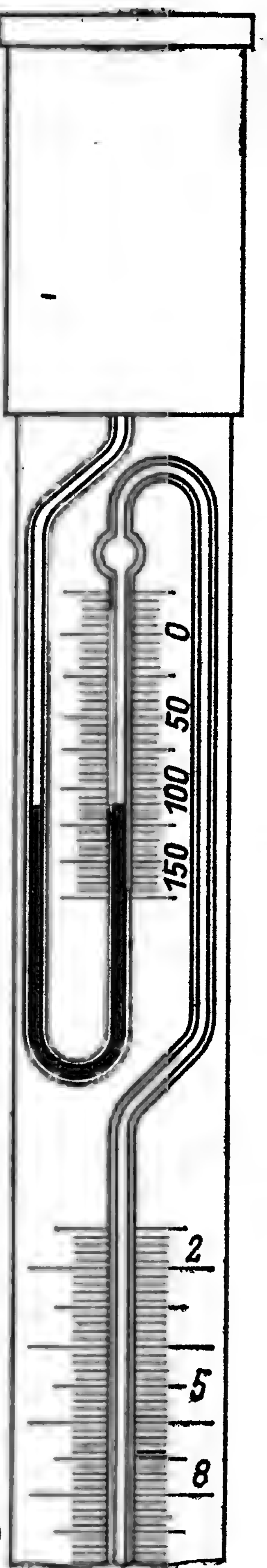


Рис. 1-2. Схема калориметрической установки, калориметрическая бомба и термометр.

а — калориметрическая установка: *1* — оболочка (кожух); *2* — привод к мешалке; *3* — мешалка; *4* — калориметрическая бомба; *5* — калориметрический сосуд; *6* — лупа; *7* — электрощиток с мотором, трансформатором, реостатом и выключателями; *8* — пресс для брикетирования топлива; *9* — брикет топлива; *10* — нить для запала; *11* — зажим верхний; *12* — зажим нижний; *13* — установка для зарядки бомбы кислородом; *б* — калориметрическая бомба: *1* — корпус; *2* — крышка; *3* — тигель (чашечка); *4* — топливо; *5* — свинцовая прокладка; *6* — изоляционные прокладки; *7* — сальники; *8* — запорные вентили; *9* — канал для наполнения бомбы кислородом; *10* — канал для выпуска газов из бомбы; *11* — клеммы (электрические контакты); *12* — зарядная трубка; *13* — токоведущий штифт; *14* — кольцо; *в* — термометр переменного наполнения ртутью.

Низшая теплота сгорания, кДж/кг или ккал/кг, рабочего топлива

$$Q^р_н = Q^р_в - 25,2\,(9H^р + W^р),$$

или

$$Q^р_н = Q^р_в - 54H^р - 6W^р. \qquad (1\text{-}11)$$

Из изложенного видно, что высшей теплотой сгорания топлива $Q^р_в$ называют *количество теплоты, выделяемой 1 кг (или м³) топлива при полном его сгорании и условии, что образующиеся при сгорании топлива водяные пары сконденсировались.*

Низшей теплотой сгорания топлива называют *количество теплоты, выделяемой 1 кг (или м³) топлива за вычетом количества теплоты, необходимой для испарения влаги.*

Таблица 1-4

Состав и теплота сгорания жидких топлив

Наименование топлива		Состав топлива, %						Теплота сгорания $Q^р_н$		Теоретическое количество	
		$C^р$	$H^р$	$O^р+N^р$	$S^р$	$A^р$	$W^р$	МДж/кг	ккал/кг	воздуха для сгорания V^0, м³/кг	продуктов горения $V^0_г$, м³/кг
Мазут флотский	Ф-5	84,8	12,4	0,4	<2,0	<0,1	<1,0	41,4	9870	10,88	11,74
	Ф-12	85,4	12,15	0,5	<0,8	<0,10	<1,0	41,4	9870	10,73	11,60
Мазут малосернистый	40	85,0	10,9	0,55	<0,5	<0,15	<2,0	39,8	9500	10,62	11,41
	100	84,75	10,8	0,90	<0,5	<0,15	<2,0	39,6	9450	10,56	11,22
Мазут многосернистый	40	84,10	10,7	0,75	<3,5	<0,15	<2,0	39,8	9500	10,54	11,30
	100	83,10	10,3	0,45	<3,5	<0,15	<2,0	39,1	9330	10,38	11,14
	200	83,10	10,3	0,40	<3,5	<0,30	<1,0	39,6	9450	10,57	11,22
Соляровое масло		86,3	13,3	0,10	0,3	0,02	0,0	42,5	10 110	11,23	12,18
Дизельное топливо		86,7	12,6	0,40	0,2	0,01	0,09	42,6	10 180	11,05	11,92
Керосин		86,0	13,7	0,1	0,2	0	0	43	10 260	11,28	12,22
Бензин		85,0	14,9	0,05	0,05	0	0	43,7	10 450	11,54	12,56

Аналогично теплота сгорания сухой массы топлива, кДж/кг или ккал/кг, будет:

$$Q^с_н = Q^р_н \frac{100}{100 - W^р}, \qquad (1\text{-}12)$$

горючей массы, кДж/кг или ккал/кг,

$$Q^г_н = Q^р_н \frac{100}{100 - W^р - A^р}, \qquad (1\text{-}13)$$

и используя коэффициенты из табл. 1-2, можно сделать пересчет для любого состава массы топлива.

Например, для топлива, содержащего только гигроскопическую влажность, теплота сгорания, кДж/кг или ккал/кг, будет:

$$Q^{р\,ги}_н = (Q^р_н + W^р)\frac{100 - W^{ги}}{100 - W^р} - 25,2W^{ги},$$

или

$$Q^{р\,ги}_н = (Q^р_н + W^р)\frac{100 - W^{ги}}{100 - W^р} - 6W^{ги}.$$

В табл. 1-3 даны величины теплоты сгорания некоторых твердых топлив, а в табл. 1-4 — жидких топлив.

Если считать, что элементы, входящие в состав твердого или жидкого топлива, находятся в механической смеси, то в первом приближении, принимая, что при полном сгорании 1 кг углерода выделяется 340 кДж (8100 ккал), водорода 1030 кДж (24 600 ккал) и серы 109 кДж (2600 ккал), можно написать выражения для ориентировочного подсчета низшей теплоты сгорания 1 кг твердого или жидкого топлива, кДж/кг или ккал/кг:

$$Q^р_н = 340C^р + 1030H^р - 109(O^р - S^р_л) - 25{,}2W^р.$$

Д. И. Менделеев придал этому выражению следующий вид:

$$Q^р_н = 81C^р + 246H^р - 26(O^р - S^р_л) - 6W^р.$$

Таблица 1-5

Теплотехнические характеристики горючих газов

Наименование газа	Химическая формула	Низшая теплота сгорания $Q^р_н$		Теоретическое количество	
		МДж/м³	(ккал/м³)	воздуха для горения V^0, м³/м³	продуктов горения $V^0_г$, м³/м³
Метан	CH_4	35,9	8558	9,52	10,52
Этан	C_2H_6	64,0	15 230	16,66	18,16
Пропан	C_3H_8	81,3	21 800	23,80	25,80
Бутан	C_4H_{10}	118,8	28 345	30,94	33,44
Пентан	C_5H_{12}	146,0	34 900	30,08	41,08
Этилен	C_2H_4	59,0	14 110	14,28	15,28
Ацетилен	C_2H_2	58,0	13 385	11,90	12,40
Водород	H_2	10,8	2576	2,38	2,88
Окись углерода	CO	12,6	3016	2,38	2,88
Сероводород	H_2S	24,5	5585	7,14	7,64

Теплота сгорания газообразного топлива, кДж/м³ (ккал/м³), может быть найдена с помощью калориметра или определена расчетом, если известно процентное содержание отдельных газов, входящих в состав 1 м³ данного топлива:

$$Q^с_н = 0{,}01(Q_{CO}CO + Q_{H_2}H_2 + Q_{H_2S}H_2S + Q_{CH_4}CH_4 + \\ + Q_{C_2H_6}C_2H_6 + \ldots + Q_{C_nH_m}C_nH_m). \quad (1\text{-}15)$$

В формуле:

Q — теплота сгорания данного газа, входящего в состав топлива, кДж/м³ или ккал/м³;

CO, H_2, H_2S, CH_4, C_2H_6 и т. д. — содержание соответствующего газа по объему, %.

Теплота сгорания газов, входящих в состав газообразного топлива, может быть взята из табл. 1-5.

Если газообразное топливо содержит влагу, то теплоту сгорания сухого топлива, кДж/м³ (ккал/м³), пересчитывают на рабочее топливо по формуле

$$Q^р_н = Q^с_н \frac{100 - W^р}{100}.$$

Приведенные выше формулы для определения теплоты сгорания газообразного топлива даны для нормальных условий; при действи-

тельных условиях — давлении p, Па (мм рт. ст.), и температуре t, °С, отличающихся от нормальных, в величину теплоты сгорания вводят поправку на действительное давление и температуру:

$$Q^{р}_{нд} = Q^{р}_{н} \frac{p}{1,013} \cdot \frac{273}{t+273}, \text{ или } Q^{р}_{нд} = Q^{р}_{н} \frac{p}{760} \cdot \frac{273}{t+273}. \qquad (1\text{-}16)$$

Для сравнительной оценки количества золы, влаги и серы, вносимых с топливом в котлоагрегат, удобны «приведенные характеристики» топлив, представляющие собой содержание золы (минеральной массы), влаги и серы, отнесенные к 4,19 МДж (1000 ккал) теплоты сгорания топлива, кг·%/МДж (кг·%/ккал):

для золы $A_{пр} = 1000 \frac{A^{р}}{Q^{р}_{н}}$;

для влаги $W_{пр} = 1000 \frac{W^{р}}{Q^{р}_{н}}$ и серы $S_{пр} = 1000 \frac{S^{р}}{Q^{р}_{н}}$. (1-17)

Учет и планирование топлива ведут в пересчете на **условное топливо**, теплота сгорания которого принимается равной 29,3 МДж/кг (7000 ккал/кг). Этой величиной пользуются при суммировании различных топливных ресурсов, сравнении удельных расходов топлива на единицу энергии (выработанной или отпущенной потребителю) и при проведении технико-экономических расчетов.

Для пересчета натурального топлива в условное теплоту сгорания натурального топлива $Q^{р}_{н}$ делят на 29,3 МДж/кг или 7000 ккал/кг, полученную величину называют **тепловым эквивалентом** данного топлива.

1-3. ВИДЫ, МАРКИ И КЛАССЫ ТОПЛИВА

Для получения все возрастающих количеств электрической и тепловой энергии в нашей стране ежегодно расходуется более миллиарда тонн топлива в пересчете на условное топливо. При этом в общей добыче топлива уменьшается доля добычи углей и других видов твердого топлива и увеличивается доля добычи нефти и газа. На рис. 1-3 показано изменение добычи топлив по данным акад. Н. В. Мельникова [Л. 4]. Такое направление развития топливной промышленности вызвано экономическими показателями добычи и возможностью использования жидкого и газообразного топлива как технологического сырья в промышленности.

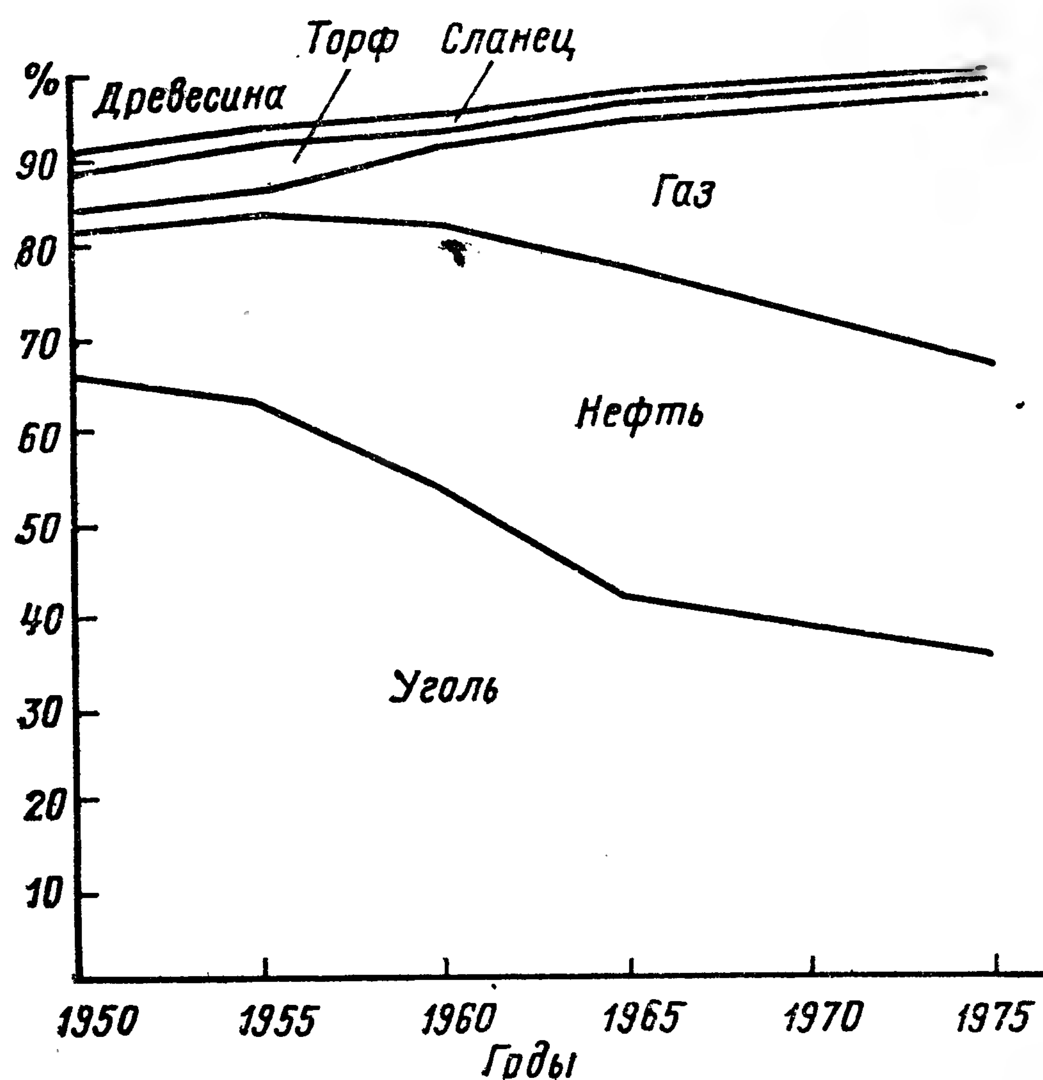


Рис. 1-3. Изменение структуры добычи отдельных видов топлива по данным акад. Н. В. Мельникова.

Для производства электроэнергии предусмотрено более широкое применение дешевого твердого топлива.

Для небольших котельных установок будет использовано газообразное и жидкое топливо.

Топлива по способам добычи делятся на **неископаемые** и **ископаемые, жидкие** и **газообразные**.

К неископаемым топливам относят древесину и некоторые отходы продуктов сельского и городского хозяйства.

К ископаемым твердым топливам относятся торф, бурые, каменные угли, полуантрациты, антрациты и горючие сланцы.

Древесина (или дрова) потребляется как топливо только в мелких бытовых установках, а в промышленных установках как отходы производства и лесозаготовок.

Таблица 1-6

Состав и теплота сгорания растительных отходов сельского хозяйства

Название топлива	Состав топлива, %							Выход летучих $V^г$, %	Теплота сгорания $Q^р_н$	
	$C^р$	$H^р$	$O^р$	$N^р$	$S^р$	$A^р$	$W^р$		МДж/кг	(ккал/кг)
Солома	42,7	5,3	36,9	0,5	0,1	4,5	10	80	15,7	3750
Стебли хлопчатника	40,0	5,0	36,0	0,5	0,1	3,4	15	80	14,5	3470
Костра льняная	43,5	5,4	36,6	0,5	0,1	2,9	11	80	19,1	4560
Лузга подсолнуха	42,5	4,9	34,6	0,44	0,16	2,4	15	80	19,1	4570
Шелуха рисовая	35,4	4,3	30,2	0,5	0,10	19,5	10	80	18,7	4460

Состав горючей массы древесины мало изменяется для разных пород дерева и может быть охарактеризован следующими величинами: $C^г=50\%$, $H^г=6\%$, $N^г=0{,}6\%$, $O^г=43{,}4\%$; выход летучих $V^г=85\%$, содержание очень тугоплавкой золы на сухую массу составляет $A^с=1-2\%$ в зависимости от способа транспорта с места заготовок; содержание влаги от 20 до 60% на рабочую массу и зависит от части (ствола) дерева, времени его срезки или заготовки, длительности хранения и способа перевозки. Теплота сгорания древесины на горючую массу составляет около $Q^г_н=18{,}8$ МДж/кг (4500 ккал/кг).

Дрова заготовляют в виде поленьев длиной в 1 м; дрова считаются сухими при содержании влаги меньше $W^р\leqslant 25\%$ и сырыми, если $W^р>35\%$. Масса 1 м³ древесины колеблется в пределах от 350 до 800 кг. Высокая влажность и низкая теплота сгорания делают древесное топливо невыгодным для дальних перевозок. Для сжигания древесину в специальных дробилках превращают в щепу с размерами $50\times50\times30$ мм, что позволяет использовать древесные отходы — пни, сучья, кору, одубину, опилки и пр.

Для специальных целей путем сухой перегонки из древесины получают так называемый древесный уголь, имеющий состав: $C^г=80-90\%$, $H^г=2-4\%$, $O^г+N^г=6-16\%$, $V^г=8-12\%$, $A^с=2\%$, $W^р=10\%$ и $Q^г_н\geqslant 29{,}9-31{,}4$ МДж/кг (7000—7500 ккал/кг) и насыпную массу 150—200 кг/м³.

К древесине близки некоторые отходы продуктов сельского хозяйства; их характеристики приведены в табл. 1-6.

Древесина является одним из самых молодых видов твердого топлива.

Торф является геологически молодым топливом, т. е. первой стадией превращения растительных остатков в угли. Состав горючей массы торфа можно характеризовать следующими величинами: $C^г=58\%$, $H^г=6\%$, $O^г=33\%$, $N^г=2{,}5\%$, $S^г_л=2{,}5\%$, $Q^г_н=21{,}9$ МДж/кг (5000 ккал/кг), $V^г=70\%$, содержание золы $A^с=10\%$, влаги $W^р=35-$

60%; зола торфа обычно легкоплавка и имеет температуру плавления $t_з$ около 1000°С.

По способу добычи торф разделяют на торф ручной резки, машиноформовочный, гидроторф и фрезерный. Первые два способа применяют для добычи небольших количеств кускового торфа, третий — для получения больших количеств кускового торфа машинами и четвертый дает мелкие частицы размером от 0,5 до 25 мм. Кусковой торф, который по технико-экономическим соображениям добывают мало, изготовляют в виде кирпичей с размерами 300×100×90, 300×130×110 и 350×130×130 мм. Как и древесина, торф является возобновляющимся минеральным топливом: ежегодный прирост увеличивает запасы 1 га залежи на 1—2 т сухого торфа. Торф широко используется не только как топливо, но и для нужд сельского хозяйства. К перспективным способам использования торфа можно отнести его комплексное использование. Кроме производства натурального торфа, все шире применяется его брикетирование, позволяющее получить для бытовых нужд топливо с влажностью $W^р$=12—15%, теплотой сгорания $Q^р_н$ около 18,8 МДж/кг (4500 ккал/кг) и механической прочностью на изгиб 30—35 кгс/см².

Бурые угли являются следующим за торфом по геологическому возрасту топливом, их принято делить на три группы: лигниты, имеющие светло-коричневый цвет и содержащие включения частей растений; землистые бурые угли темно-коричневого цвета, почти без включений и смолистые бурые угли, имеющие почти черную блестящую поверхность.

К бурым углям относятся и так называемые богхеды — угли, состоящие из плотной однородной массы бурого и черно-бурого цвета, содержащие, кроме клетчатки, воск, смолы и жирные кислоты.

Бурые угли добывают разными способами — открытым, когда снимают верхний слой грунта и уголь экскаваторами отделяют от пласта и грузят на транспорт, и в шахтах разной глубины.

При открытом способе добычи угля производительность труда выше в 5—7 раз по сравнению с добычей в шахтах, что позволяет существенно снизить стоимость добываемого топлива.

В настоящее время в нашей стране добыча угля открытым способом составляет около трети от общей добычи.

Для бурых углей характерна высокая влажность, что определяет необходимость их подсушки до сжигания. Эти угли легко дробятся и размельчаются, и при большом выходе летучих их целесообразно сжигать в пылевидном состоянии.

Состав горючей массы бурых углей зависит от их возраста и может быть охарактеризован следующими величинами: $C^г$=65—75%, $H^г$=4—5%, $O^г+N^г$=17—28%, $S^г_л$ от 0,3 до 8,0%, теплота сгорания топлива $Q^г_н$=16,8—29,3 МДж/кг (4000—7000 ккал/кг), $A^с$=7—42%, $V^г$=32—63% и влага $W^р$=15—60%. Зола бурых углей по составу разнообразна, что делает разными температуры ее плавления.

К бурым относятся угли, у которых $Q^р_в \frac{100}{100-A^р} < 23{,}9$ МДж/кг (5700 ккал/кг). По влажности бурые угли делят на три группы: $Б_1$ с $W^р$ больше 40%, $Б_2$ с $W^р$ от 30 до 40% и $Б_3$ с влажностью меньше 30%.

Каменные угли образовались из бурых углей и являются следующей по возрасту за бурыми углями группой. Они обладают более

высокой степенью углефикации. К каменным относят ископаемые угли с $Q^р_в\frac{100}{100-A^р}>23{,}9$ МДж/кг (5700 ккал/кг) и выходом летучих $V^г>9\%$.

Марка и сорт каменных углей приведены в табл. 1-7.

Таблица 1-7

Сорт и марка каменных углей

Сорт угля	Марка	Сорт угля	Марка
Длиннопламенные	Д	Коксовые	К
Газовые	Г	Отощенный спекающийся	С
Жирные	Ж	Тощий	Т
Коксовые жирные	КЖ	Слабоспекающийся	СС

Состав горючей массы каменных углей можно характеризовать следующими величинами: $C^г=75-90\%$, $H^г=2-4\%$, $Q^г+N^г=2-20\%$, $S^г_л$ от 0,6 до 7,0%, теплота сгорания $Q^г_н$ от 29,3 до 33,5 МДж/кг (от 7000 до 8000 ккал/кг), содержание золы $A^с=5-30\%$ и влажность $W^р=5-20\%$.

Зола каменных углей, так же как и бурых, имеет разные характеристики по плавкости — от легкоплавкой до очень тугоплавкой. Все каменные угли можно разделить несколько условно на две большие группы — коксующиеся угли, используемые для технологических целей металлургии и химии, и некоксующиеся угли, употребляемые для выработки электрической и тепловой энергии.

Полуантрациты и антрациты отличаются от каменных углей меньшим содержанием водорода, большей степенью углефикации. У полуантрацитов выход летучих больше 5% и выше теплота сгорания, чем у антрацитов. К полуантрацитам и антрацитам относятся ископаемые угли с $Q^р_в\frac{100}{100-A^р}>23{,}9$ МДж/кг (5700 ккал/кг) и выходом летучих менее 9%. Примерный состав горючей массы полуантрацитов и антрацитов следующий: $C^г=89{,}5-92{,}5\%$, $H^г=2-3{,}6\%$, $N^г=0{,}8-1{,}3\%$, $O^г=2{,}2-5\%$, $S^г_л=0{,}6-0{,}9\%$, теплота сгорания $Q^г_н$ от 33,1 до 34,9 МДж/кг (7900—8200 ккал/кг), $A^с=14-22\%$ и содержание влаги $W^р=5-7{,}5\%$. Зола этого типа углей обладает средней или пониженной температурой плавкости.

Антрациты и полуантрациты добываются только шахтным способом, они являются высокосортным топливом. В стационарных энергетических установках используют их отходы (антрацитовый штыб и др.).

Все ископаемые угли принято разделять по крупности на классы (табл. 1-8).

Таблица 1-8

Классификация углей по размеру кусков

Обозначения	Наименование	Размер кусков, мм	Обозначения	Наименование	Размер кусков, мм
П	Плита	Больше 100	С	Семечко	От 6 до 13
К	Крупный	От 50 до 100	Ш	Штыб	Менее 6
О	Орех	От 25 до 50	Р	Рядовой	Размеры не ограничены
М	Мелкий	От 13 до 25			

К условному обозначению класса угля обычно приписывают условное обозначение марки; например, бурый крупный Б3К, газовый орех ГО, антрацит семечко АС и т. д. (см. табл. 1-8).

Смеси по крупности разных классов углей обозначают аналогично: например, бурый рядовой Б1Р, антрацит рядовой со штыбом АРШ и т. д. Уголь Кузнецкого бассейна марки СС делят по выходу летучих на две группы: 1СС с выходом летучих от 25 до 37% и 2СС с выходом летучих от 17 до 25%.

Иногда в отдельных месторождениях попадаются частично окисленные угли, которые также выделяют в отдельные группы.

Основными угольными бассейнами страны в европейской части являются Донецкий, Львовско-Волынский, Подмосковный, Печорский и др.; на Урале — Кизеловский и Челябинский; в Казахстане — Экибастузский, Карагандинский и др.; в Средней Азии — Ангренский; в Сибири — Канско-Ачинский, Черемховский, Тунгусская угленосная площадь, Ленский бассейн и др.; на востоке — Райчихинский и Сахалинский бассейны. Каменные угли, так же как и бурые, добывают двумя способами — шахтным и открытым.

Сланцы представляют собой минеральные глинистые или мергелистые породы, пропитанные органическими веществами, содержащими клетчатку, воск, жирные кислоты и т. д. Куски сланца обычно имеют серый цвет, легко делятся на слои. Горючие сланцы имеют высокое содержание летучих и золы.

Состав горючей массы сланцев примерно такой: $C^г$=56—74%, $H^г$=7,5—9,0%, $N^г$=0,3—1,5%, $O^г$=11—18%, $S^г_л$=5—8%, выход летучих $V^г$=80—90%, теплота сгорания $Q^г_н$=26,8—34,8 МДж/кг (6400—8300 ккал/кг), содержание золы $A^с$=48—64% и влаги $W^р$=11—18%.

Сланцы содержат большое количество карбонатов $(CO_2)_к$=12,5—16,5%; зола сланцев имеет высокое содержание окиси кальция — порядка 40%, окиси кремния около 30%; температура плавления золы сланцев 1150—1450°С.

Основным районом добычи сланцев является Северо-Запад европейской части СССР. Добыча сланца ведется открытым и шахтным спосо-

Таблица 1-9

Основные характеристики мазутов

Характеристика	Марка мазута: флотский Ф-5	флотский Ф-12	малосернистый 40	малосернистый 100	многосернистый 40	многосернистый 100	многосернистый 200	для мартеновских печей
Плотность при 20°С	—	—	0,945	0,960	0,970	0,990	1,005	<1,015
Вязкость условная не более, °ВУ, при:								
50°	5,0	12,0	—	—	—	—	—	—
80°	—	—	8,0	15,5	8,0	15,5	—	8,0—16,0
100°	—	—	—	—	—	—	6,5—9,5	—
Температура вспышки не ниже, °С, при:								
закрытом тигле	80	90	—	—	—	—	—	—
открытом тигле	—	—	90	110	90	110	140	110
Температура застывания не выше, °С	—5	—8	10	25	10	25	35	25
То же из высокопарафиновой нефти, °С	—	—	25	42	25	42	42	—
Коксуемость не выше, %	—	—	—	—	—	—	—	12
Содержание механических примесей не более, %	0,10	0,15	1,0	2,50	1,0	2,50	2,50	2,50

бом. Добытый сланец идет на переработку для получения сланцевого масла, газа и другого химического сырья и используется в качестве топлива на электрических станциях.

Жидкое топливо встречается только в виде нефти. Нефть является высокоценным сырьем для химической промышленности. После отгонки из нефти бензина, бензола и масел остается мазут, используемый в качестве топлива.

Мазут — малозольное и почти беззольное топливо; состав на сухую массу: $C^c=85-87\%$, $H^c=10,2-11,5\%$, $O^c+N^c=0,6-1,0\%$. Мазуты по содержанию серы делятся на малосернистые, когда S^c около 0,4%, и многосернистые $S^c \geqslant 2,5-3,0\%$. Зольность мазута невелика и лежит в пределах A^c от 0,15 до 0,3%, влажность мазута обычно не превышает 2%. Теплота сгорания сухой массы мазута составляет 38,6—41,3 МДж/кг (9200—9850 ккал/кг).

Мазуты различаются по маркам, их главные физические и химические свойства характеризуют следующие параметры: плотность, вязкость, температура вспышки и застывания (табл. 1-9).

Газообразным топливом является природный газ, который можно разделить на две группы: газ из чисто газовых и газоконденсатных месторождений и нефтепромысловый газ (иногда называемый попутным).

Нефтепромысловые газы при добыче нефти направляют на переработку как сырье для химической промышленности.

Нефтепромысловые газы содержат по объему меньшее количество метана CH_4—40%, но больше других горючих газов: этана C_2H_6—20%, пропана C_3H_8—20%, бутана C_4H_{10} до 10%, азота N_2 до 10%. Теплота сгорания газа на сухую массу составляет около 54,5 МДж/м³ (13 000 ккал/м³) и плотность больше 1,0 кг/м³.

Природным газом как топливом пользуются, добывая его из газовых месторождений. Природный газ в местах добычи очищается от песка и других примесей, осушается и специальными перекачивающими установками по трубопроводам направляется потребителям. Наличие крупных месторождений газа в отдаленных районах требует постройки длинных магистральных трубопроводов большого диаметра для транспорта значительного количества газа.

В настоящее время в стране создается единая газовая сеть с подземными хранилищами газа в районах его потребления, с кольцевыми магистралями и перемычками, повышающими надежность снабжения потребителей.

Природный газ, сухое беззольное высокоценное топливо, имеет следующий состав, считая по объему: метан CH_4 от 85 до 98,3%, тяжелые углеводороды C_nH_m от 2 до 6%, двуокись углерода CO_2 от 0,1 до 1,0%, азот N_2 от 1 до 5%. Теплота сгорания сухого природного газа колеблется в пределах от 30,6 до 36,9 МДж/м³ (от 7300 до 8800 ккал/м³), плотность от 0,730 до 0,880 кг/м³.

Наиболее известными месторождениями природного газа в СССР являются в Средней Азии, например, Газлинское; на Украине — Шебелинское, Северо-Ставропольское, Дашавское; в Тюменской области — Медвежье, Пурпейское, Березовское, Тазовское, Заполярное, Уренгойское и др. Имеется природный газ и в других местах, из которых следует отметить Оренбургскую область, Прикаспийскую низменность Якутскую АССР, Коми АССР, Туркменскую ССР, район Ухты, Азербайджан.

Состав, теплота сгорания и масса 1 м³ природного газа, поступающего по основным газопроводам, приведены в табл. 1-10.

Таблица 1-10

Состав, масса и теплота сгорания природного газа

Газопровод	Месторождение	Состав газа по объему, %								Масса 1 м³ при $p = 0,1$ МПа (760 мм рт. ст.) и 20°С, кг	Теплота сгорания $Q^р_н$	
		CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	H_2	N_2	CO_2		МДж/м³	ккал/м³
Саратов — Москва	Саратовское	78,2	4,4	2,2	0,41	0,09	0,12	14	0,10	0,879	31,8	7600
Бухара — Урал	Газли	94,3	2,4	0,3	0,3	0,2	2,6			0,752	33,5	8000
Средняя Азия — Центр	Газли, Джаркак, Мубарское	93,8	3,6	0,7	0,2	0,4	—	0,7	0,60	0,776	37,6	8970
Оренбург — Совхозное	Оренбургское	91,4	4,1	1,9	0,6	—	1,1	0,2	0,7	0,883	37,7	9000
	Березовское Тюменской обл.	95,1	1,1	0,3	0,1	—	3,0		0,4	0,737	35,3	8430
	Дарваза Туркменской ССР	88,9	2,3	1,1	0,50	0,10	6,4		0,80	0,801	32,9	7800
Ставрополь — Москва	Ставропольское — Краснодарское	92,8	2,8	0,89	0,20	0,03	—	2,5	0,49	0,772	36,5	8730
Серпухов — Ленинград	Краснодарское, Шебелинское	89,7	5,2	1,7	0,50	0,10	0,03	2,7	0,10	0,799	37,4	8940
Гоголево — Полтава	Радченковское	85,8	0,2	0,1	0,1	—	0,2	13,7	0,10	0,789	31,0	7400
Дашава — Киев	Угерское, Рудки, Билые — Белица	98,9	0,3	0,1	0,1	—	0,02	0,4	0,20	0,712	35,9	8570
Рудки — Минск, Вильнюс, Самбор	Угерское, Рудки, Билые — Белица	95,6	0,7	0,4	0,2	0,2	0,02	2,8	0,10	0,740	35,5	8480
Угерское—Киев — Стрый	Угерское	98,5	0,2	0,1	0,03	0,01	0,02	1,0	0,20	0,722	35,5	8480
Брянск — Москва		92,8	3,9	1,1	0,4	0,1	—	1,6	0,10	0,776	37,3	8910

Продолжение табл. 1-10

Газопровод	Месторождение	Состав газа по объему, %								Масса 1 м³ при p = 0,1 МПа (760 мм рт. ст.) и 20°С, кг	Теплота сгорания $Q^р_н$	
		CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	H_2	N_2	CO_2		МДж/м³	ккал/м³
Угерское — Львов	Билые — Белица	98,5	0,2	0,1	0,05	0,02	0,02	1,0	0,20	0,722	35,5	8480
Шебелинка — Днепропетровск	Шебелинское	92,8	3,9	1,0	0,4	0,3	0,05	1,5	0,10	0,781	37,3	8910
Харьков												
Кумертау — Магнитогорск		81,7	5,3	2,9	0,9	0,3	0,02	8,8	0,10	0,858	36,8	8790
Промысловка — Астрахань		97,1	0,27	0,03	0,02	0,01	0,03	2,4	0,10	—	32,7	7800
Хаджи Абад — Фергана		85,9	6,10	1,5	0,8	0,6	—	5,0	0,10	—	35,7	8530
Джаркак — Ташкент	Джаркакское	95,5	2,5	0,35	0,21	0,10	0,03	1,0	0,09	0,767	34,2	8160
Газли — Ташкент	Газлинское	94,0	2,8	0,36	0,25	0,12	0,02	2,0	0,40	0,760	33,8	8070
Ставрополь — Грозный	Ставропольское, Карадагское	98,2	0,35	1,15	0,06	0,01	0,02	1,0	0,20	0,732	33,2	7930
Карадаг — Тбилиси — Ереван	Карадагское и др.	93,9	3,1	1,10	0,32	0,35	0,03	1,30	0,20	0,817	34,5	8250
Коробки — Волгоград	Коробки	93,2	1,9	0,80	0,27	0,10	0,05	3,0	0,70	0,740	33,4	7970
Жирное — Камышин	Жирное	81,5	8,0	4,0	2,30	0,50	0,02	3,2	0,50	0,840	38,6	9220
Саушино — Волгоград	Саушинское, Арчединское, Березовское	96,1 95,1	0,65 1,10	0,14 0,30	0,10 0,08	0,03 0,02	0,06 —	2,8 3,0	0,20 0,4	0,740 0,737	32,8 35,3	7820 8430
Якутск	Усть-Билийское	94,8	2,3	0,8	0,50	0,10	—	1,2	0,3	0,764	34,4	8210

Таблица 1-11

Ориентировочные данные о составе и теплоте сгорания отходов городского хозяйства

Город	Состав, %			Теплота сгорания $Q^р_н$		Примечание
	$W^р$	$A^р$	Горючие	МДж/кг	ккал/кг	
Москва	46,5	29,0	24,5	3,57—7,83	853—1870	Ниже зимой, выше летом
Ленинград	50,7	27,1	22,2	3,03—5,34	722—1300	То же
Свердловск	52,1	27,1	20,8	2,51—4,60	600—1100	»
Ростов-на-Дону	35,3	32,6	32,1	6,01—8,38	1439—2000	»

Отходы городского хозяйства. В крупных городах в качестве топлива используются также городские отходы (мусор) с теплотой сгорания от 3,35 до 5 МДж/кг (от 800 до 1200 ккал/кг). При предварительной горячей обработке и подсушке указанных отходов их можно использовать в довольно крупных тепловых установках. Сведения о составе и теплоте сгорания некоторых таких отходов приведены в табл. 1-11.

1-4. ВТОРИЧНЫЕ И НЕТОПЛИВНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ ДЛЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Кроме рассмотренных органических топлив, для нужд теплоснабжения могут быть использованы другие виды энергетических ресурсов— отходы теплоносителей от производственных процессов разных отраслей промышленности, объединяемые термином вторичные (попутные) энергоресурсы; запасы подземных нагретых вод — геотермальные ресурсы; избытки электрической энергии в часы провалов ее потребления — электротермические ресурсы и в дальнейшем отходы теплоносителей с разными потенциалами от парогазовых и газовых энергоустановок, от атомных, магнитогазодинамических и др.

В настоящее время для теплоснабжения практически используют вторичные, геотермальные и электрические ресурсы.

Вторичными энергетическими ресурсами производства принято считать поступающие непрерывно и в значительном количестве рабочие тела, использованные в основном технологическом процессе. Эти рабочие тела — отходящие газы, пар и конденсат от теплообменников и других аппаратов, горячая вода, поступающая из водоохлаждаемых устройств технологических агрегатов, нагретый воздух и подобные им рабочие тела или теплоносители имеют достаточно высокий температурный уровень для дальнейшего их использования. Однако в 1 м³ пара или газа, 1 кг воды или конденсата содержится небольшое количество теплоты.

Все технологические процессы принято подразделять на три основные группы:

низкотемпературные, протекающие в области температур около 100°С;

среднетемпературные — от 100 до 500°С;

высокотемпературные — от 500°С и выше.

Чем выше температурный уровень основного технологического процесса, тем бо́льшими могут быть потери теплоты с уходящими газами, конденсатом и теплоносителями. Следовательно, и вторичные энергоресурсы можно разделить на три основные группы по температурному

признаку, т. е. с низкой, средней и высокой энтальпией в единице объема или массы.

Для оценки степени использования теплоты топлива в рассматриваемом производственном процессе можно принять по данным Н. А. Семененко следующую методику [Л. 6].

Если обозначить через $Q_{х.т}$ — химически связанную теплоту топлива;

$Q_{экз}$ — теплоту экзотермических реакций в процессе;

$Q_{ф.д}$ — теплоту дутья или нагретых компонентов горения;

$Q_{т.п}$ — теплоту технологического продукта;

$Q_{т.м}$ — теплоту технологических материалов;

$Q_{энд}$ — теплоту эндотермических реакций,

то коэффициент производственного использования теплоты, считая по прямому процессу, составит:

$$\eta = \frac{Q_{т.п} - Q_{т.м} + Q_{энд}}{Q_{х.т} + Q_{экз} + Q_{ф.д}}. \qquad (1\text{-}18)$$

Если при производственном использовании теплоты приходится расходовать электроэнергию на тягу, дутье, сжатие воздуха или газа в компрессоре, получение кислорода или других энергоносителей, то приведенное выражение должно учитывать в тепловом эквиваленте и расход электроэнергии $\Sigma Э_q$, т. е. иметь вид:

$$\eta = \frac{Q_{т.п} - Q_{т.м} + Q_{энд}}{Q_{х.т} + Q_{экз} + Q_{ф.д} + \Sigma Э_q}. \qquad (1\text{-}19)$$

Величина коэффициента производственного использования теплоты без утилизации вторичных энергоресурсов лежит в пределах от 0,15 (нагревательные и другие печи, мартены, обжиг материала и изделий) до 0,4—0,6 (плавка чугуна, термообработка, приготовление пищи).

Основной потерей в технологических процессах является теплота, теряемая с уходящими газами $Q_{ог}$. В ряде случаев величина $Q_{ог}$ доходит до 75% химически связанной теплоты топлива $Q_{х.т}$. Обозначив через T — температуру уходящего отхода, T_0 —температуру окружающей среды, можно найти значение температурного коэффициента, показывающего уровень вторичных энергоресурсов и целесообразность использования при их непрерывном получении:

$$\eta_т = \frac{T - T_0}{T}. \qquad (1\text{-}20)$$

Если величина $\eta_т$ приближается к 1, то степень целесообразности использования отхода возрастает; если $\eta_т > 0{,}5$—0,6, то экономичность использования отхода от технологического процесса обычно еще целесообразна, при $\eta_т < 0{,}5$—0,4 использование не всегда рентабельно. Однако при использовании вторичных энергоресурсов могут возникнуть затруднения, связанные с загрязнением отходов, их малой энтальпией и т. д.

Наконец, при любом использовании вторичных энергоресурсов должны быть проведены технико-экономические расчеты для выяснения целесообразности выбранного способа утилизации имеющихся вторичных энергоресурсов. Использование вторичных энергетических ресурсов, например, на металлургических производствах может дать от 0,1 до 1,0 т пара на 1 т выпускаемого продукта [Л. 6].

В ряде случаев из-за рассредоточения потребителей теплоты и топлива по территории предприятия может оказаться выгодным использование теплоты уходящих газов только для подогрева в данной уста-

човке воздуха или сжигаемого топлива. Если отходящие газы утилизировать для подогрева воды на нужды отопления или горячего водоснабжения, то децентрализация источников теплоснабжения и перерывы их действия могут оказать влияние на технико-экономические показатели. Технико-экономическое сравнение с централизованными источниками получения теплоты или энергетического пара пока еще не разработано.

Основными направлениями использования вторичных энергетических ресурсов чаще всего являются нагрев воздуха, материалов или изделий, воды и получение пара. Величина регенерации теплоты отходящих газов путем нагрева воздуха ограничена потребным его количеством для данного топлива. Если обозначить количество газов, получаемых от сгорания 1 кг топлива, через $V^{о}_{г}$ (при теоретически необходимом количестве воздуха $V^{о}$), то почти для всех топлив отношение $V^{о}_{г}/V^{о}$ составляет 1,1—1,2. Отношение избытка воздуха в топочном устройстве к избытку воздуха в области воздухоподогревателя обычно составляет 0,75—0,85. Отношение теплоемкостей воздуха и дымовых газов также меньше единицы и примерно равно 0,85—0,90. Степень регенерации теплоты определяется произведением этих величин, т. е. максимально возможная величина будет составлять 0,75—0,70 и меньше.

Величина регенерации теплоты за счет предварительного нагрева отходящими газами материалов или изделий в данном процессе приводит к сокращению расхода топлива на единицу продукции или увеличению призводительности агрегатов, если последняя не ограничена другими факторами. При этом учитываются необходимость сооружения дополнительных устройств и связанные с этим капитальные затраты и эксплуатационные расходы. При подогреве воды для целей теплоснабжения или производства пара необходимо учитывать длительность отопительного сезона и работы производственных агрегатов, различие в графиках нагрузки, дополнительные капитальные и эксплуатационные затраты и отвлечение персонала от обслуживания основного агрегата.

Вследствие изложенного чаще используют теплоту отходящих газов на производство пара или подогрев воздуха, чем воды на нужды теплоснабжения.

При технологических аппаратах периодического действия устанавливают одно утилизирующее устройство, использующее вторичные энергоресурсы за несколькими технологическими агрегатами. Примером такого решения является установка котла-утилизатора за несколькими мартеновскими печами.

В том случае, когда отходящие газы содержат горючие вещества, которые следует сжечь в теплоиспользующей установке, должна быть установлена топочная камера с радиационными поверхностями нагрева. В котлы-утилизаторы подается большое количество газов с малой энтальпией. Рост количества подаваемых газов на единицу переданного количества теплоты приводит к необходимости увеличивать затраты энергии на преодоление сопротивлений движению газов через поверхности нагрева.

Кроме теплоиспользующих агрегатов, размещаемых после технологических установок, имеются котельные агрегаты, встраиваемые в технологические установки; такие агрегаты называют *энерготехнологическими*. Греющим телом (вторичным энергоресурсом) являются газы от технологических печей цветной металлургии, химического, сажевого и ряда других производств. Такие газы сходны с продуктами сгорания низкокалорийных топлив; они забалластированы азотом, двуокисью углерода, водяными парами и твердыми частицами веществ.

Некоторые из газов, используемых в энерготехнологических установках, находятся под давлением. Перепад давлений во встроенном котлоагрегате должен быть минимальным.

Так, например, газы от печей для переработки серы имеют теплоту сгорания $Q^р_н$ от 9,2 до 22,2 МДж/м³ (от 2200 до 5300 ккал/м³); их дожигают. Сера, содержащаяся в газах, конденсируется на поверхностях нагрева энерготехнологических котлоагрегатов.

Пар в энерготехнологических установках получают с давлением от 1,4 до 4,5 МПа (от 14 до 45 кгс/см²) насыщенным или перегретым до 440°С в количестве от 1,11 до 27,8 кг/с (от 4 до 100 т/ч). Капитальные затраты для получения экономии 1 т условного топлива за счет утилизации вторичных энергетических ресурсов промышленности обычно в 4—5 раз меньше капитальных затрат на добычу и транспорт 1 т топлива в европейской части СССР.

Под геотермическими ресурсами понимают запасы подземных нагретых (термальных) вод, залегающих на технически доступной глубине и возобновляющихся естественным путем. Специфической особенностью термальных вод является их минерализация и насыщенность газами; давление вод обычно выше атмосферного.

Термальные воды расположены на глубине до 20 км в осадочных, изверженных и горных породах. Температура воды по мере углубления от земной поверхности на 33 м увеличивается примерно на 1°С. Но в районах, подверженных вулканическим явлениям, в газо- и нефтеносных районах, иногда в угольных бассейнах температура вод повышается быстрей. Так, например, на Камчатке температура увеличивается на 1°С при углублении на 2—3 м.

Источниками теплоты в недрах земли являются процессы распада радиоактивных элементов; процессы сжатия, разрыва при складкообразовании в горных породах; нагретые газы, выделяющиеся из расплавленных пород (магм) за счет химических реакций, процессов кристаллизации пород и др. Ориентировочно считают, что в горных породах в среднем генерируется на 1 м³ около 6,3 Дж/год или 0,15 ккал/(м³·год) теплоты. Если же имеются выходы расплавленных пород в верхние слои, то образуются очаги (интрузии) с большими запасами теплоты.

Например, количество теплоты, выделяемое термальными источниками, в США на площади 5000 км² составляет $250 \cdot 10^6$ ГДж/год (6×10^{10} ккал/год), во Франции оно эквивалентно по теплоте, получаемой при сжигании 100 000 т каменного угля в год, а для всей земли 100 млн. т угля в год.

Наиболее перспективными районами в СССР для практического использования термальных вод являются Курило-Камчатская зона, Кавказ, Предкавказье, Карпаты, Предкарпатье, Западная Туркмения, Фергана и Чу-Илийская впадина.

Термальные источники выносят большие количества химических веществ.

В ЧССР в Карловых Варах из недр земли выносятся и добываются ~1300 т глауберовой соли, ~800 т углекислого натрия, 6 т фтористого кальция, в Италии добывают различных солей до 15 000 т в год. Долговечность и надежность термальных источников велика — например, в Италии некоторые источники действуют по 2000 лет, а электростанции на них работают 30—40 лет без изменения режима.

Теплоэнергетическое использование термальных вод считается выгодным при:

залегании не глубже 2000—2500 м от уровня земли;

температуре не ниже 90—100°С;

расходе из скважины не менее 15 л/с (1000 м³/сут);

наличии естественного напора, но не менее 0,2 МПа (20 м вод. ст. над уровнем земли);

устойчивости дебита (расхода) из скважин в течение 20—30 лет;

химическом составе, неагрессивном к металлу.

При использовании термальных вод наибольший экономический эффект можно получить, если обеспечить их применение для теплоснабжения, лечебных целей — бальнеологии — и получения химических продуктов. Начато применение в СССР термальных вод для теплоснабжения жилых районов, производственных предприятий и в сельском хозяйстве. Однако выработка значительных мощностей электрической энергии за счет подземной теплоты, по данным академиков В. А. Кириллина и М. А. Стыриковича [Л. 7], не представляется перспективной.

Потребление электрической энергии для теплоснабжения может оказаться рентабельным при:

наличии объектов специального назначения или рассчитываемых на ограниченный срок эксплуатации;

размещении объектов в районах Крайнего Севера и вечной мерзлоты;

наличии децентрализованных источников энергии, высокой стоимости топлива и наличии провалов в суточных графиках.

По данным ряда исследований и эксплуатации нагревательных опытно-промышленных установок, использующих электроэнергию, вырабатываемую гидростанциями с низкой стоимостью, наиболее рационально получение тепловой энергии от встроенных в объект потребления котельных с электрокотлами, рассчитанными на напряжение 0,4 кВ, и отдельно стоящих котельных с электрокотлами на напряжение 6 кВ и выше.

Из электрических сетей электроэнергию на теплоснабжение обычно потребляют в часы провала электрических нагрузок. Воду, нагретую в этот период, накапливают в баках-аккумуляторах и расходуют в часы пик. Использование электроэнергии для теплоснабжения допускается только в отдельных случаях.

Глава вторая

СЖИГАНИЕ ТОПЛИВА И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕПЛОТЫ ЕГО СГОРАНИЯ

2-1. ГОРЕНИЕ ТОПЛИВА

При сжигании топлива входящие в его состав горючие элементы соединяются с кислородом воздуха. При этом происходит преобразование химической энергии топлива в тепловую, идущую на нагрев продуктов сгорания топлива.

Принято различать полное и неполное сгорание топлива, процесс протекания которых может идти одновременно, но конечные результаты будут различны. Полное горение топлива можно характеризовать как быстро протекающий физико-химический процесс взаимодействия горючего вещества с окислителем, сопровождающийся интенсивным выделением теплоты.

Химическую реакцию между веществами *А* и *Б*, протекающую с образованием продуктов *М* и *Н*, можно описать стехиометрическим уравнением следующего вида:

$$аА + бБ \rightleftarrows мМ + нН \pm Q. \qquad (2\text{-}1)$$



где *а*, *б*, *м* и *н* — число молекул, участвующих в простейшем ходе реакции; *Q* — тепловой эффект реакции.

Подобные уравнения химических реакций отдельных горючих составляющих топлива дают лишь итоговый материальный баланс, но не отражают действительного механизма процесса. Скорость химической реакции зависит от концентрации реагирующих веществ, определяемых стехиометрическими уравнениями типа (2-1), и от температуры. О скорости реакции можно судить по изменению концентрации реагирующих или получаемых в результате реакции веществ. Обычно реакции горения относятся к реакциям второго порядка (бимолекулярным). Скорость этих реакций определяется в соответствии с законом действующих масс следующим образом:

$$w = kC^{а}_{1}C^{б}_{2}, \tag{2-2}$$

где k — константа скорости химической реакции; C_1, C_2 — концентрация исходных веществ *А* и *Б*; *а* и *б* — число молекул, участвующих в реакции.

Когда прямая и обратная реакции осуществляются с одинаковыми скоростями, наступает химическое равновесие. Отношение концентраций реагирующих веществ в момент равновесия называют константой равновесия K_c, которая для газообразных веществ может быть выражена через парциальные давления реагирующих газов, и ее принято обозначать через K_p. Величины K_c и K_p связаны между собой уравнением

$$K_c = K_p (RT)^{\Delta n}. \tag{2-3}$$

В уравнении:
R — газовая постоянная, Дж/(моль·град) или ккал/(моль·град);
T — температура реакции, К;
Δn — изменение числа молей.

Зависимость константы скорости реакции от температуры можно характеризовать экспоненциальным уравнением Аррениуса:

$$k = k_0 + e^{-\frac{E}{RT}}, \tag{2-4}$$

В уравнении:
k_0 — предэкспоненциальный множитель;
e — основание натуральных логарифмов;
R — газовая постоянная;
E — энергия активации, Дж/моль или ккал/моль.

Из уравнения (2-4) следует, что протекание реакций возможно при столкновении реагирующих молекул, которые обладают определенным запасом энергии, достаточным для разрушения или ослабления внутримолекулярных связей. Величина энергии активации E и есть этот минимальный запас энергии, обеспечивающий эффективность столкновения и химическое взаимодействие молекул; при отсутствии этой энергии химические реакции горения не происходят. Значение энергии активации для смеси газов обычно составляет величину от 83,8 до 168×10^3 КДж/моль или от 20 до $40 \cdot 10^3$ ккал/моль.

Величина предэкспоненциального множителя k_0 с изменением температуры меняется не сильно: примерно $k_0 = \mathrm{const}\sqrt{T}$.

Для выяснения влияния температуры на скорость химической реакции используем способ, предложенный В. А. Спейшером [Л. 8], и объе-

диним равенства (2-2) и (2-4) следующим образом:

$$\frac{w_1}{w_2} = e^{-\frac{E}{R}\left(\frac{1}{T_1} - \frac{1}{T_2}\right)}. \qquad (2\text{-}5)$$

В формуле:

w_1 — скорость химической реакции при температуре $T_1 = 500$ К;

w_2 — то же при $T_2 = 1000$ К и $E = 168 \cdot 10^3$ КДж/моль.

Из расчета получим, что при увеличении температуры в 2 раза скорость реакции изменится в $5 \cdot 10^8$ раз. Значения констант равновесия зависят от температуры следующим образом:

$$\frac{d \ln k}{dT} = \frac{Q}{RT^2}. \qquad (2\text{-}6)$$

В уравнении:

Q — тепловой эффект реакции, КДж/моль или ккал/моль, при давлении $p = \mathrm{const}$ или постоянном объеме;

k — константа равновесия, которую можно выразить через концентрации k_c или парциальные давления реагирующих веществ k_p.

Из последнего уравнения следует, что с ростом температуры величина k в реакциях с выделением теплоты (экзотермических) увеличивается, с отнятием теплоты (эндотермических) уменьшается. Отсюда видно, что при высоких температурах может происходить диссоциация молекул, например молекул CO_2; при невысоких температурах диссоциация происходить не будет.

Однако закон действующих масс и уравнение Аррениуса недостаточны для объяснения истинного характера протекания реакций горения водорода, углерода и его окиси.

Наиболее вероятен предложенный академиком Н. Н. Семеновым цепной характер протекания реакций горения с наличием промежуточных стадий реакций и соединений с активными центрами. Так, например, соединение водорода и кислорода начинается с распада молекул H_2 на атомы при их столкновении с поверхностью нагретого источника зажигания или другой молекулой M, обладающей высокой энергией: $H_2 + M \rightarrow 2H + M$, вследствие чего каждый из возникших атомов водорода реагирует (рис. 2-1) затем с молекулой кислорода:

$$H + O_2 + 3H_2 \rightarrow 2H_2O + 3H, \qquad (2\text{-}7)$$

○ — Возбудитель цепи

□ — Конечный продукт

— Единичный цикл

Рис. 2-1. Схема окисления водорода при цепной реакции.

образуя начало процесса цепной реакции горения водорода. Подобные процессы очень чувствительны к присутствию ускорителей — катализаторов, образующих промежуточные соединения типа OH.

Если молекула, обладающая энергией активации, окисляясь, порождает одну новую активную молекулу, которая продолжает цепь, то процесс называют неразветвленной цепной реакцией. Если же активная молекула вызывает при реакции образование нескольких новых активных молекул, из которых одна продолжает начатую цепь, а другие начинают новые цепи, то такую реакцию называют **разветвленной цепной** реакцией.

Схема подобной реакции показана на рис. 2-1 для водорода, как наиболее изученная спектроскопическим методом. Скорость течения цепных реакций превосходит скорость течения обычных химических реакций в сотни тысяч раз. Однако результирующая скорость реакции горения определяется скоростью самой медленной реакции, образующей данную цепь. Примерами таких реакций, кроме горения водорода, является горение углерода, имеющего более сложный характер, с участием атомарного водорода, гидроксильных радикалов и других активных центров.

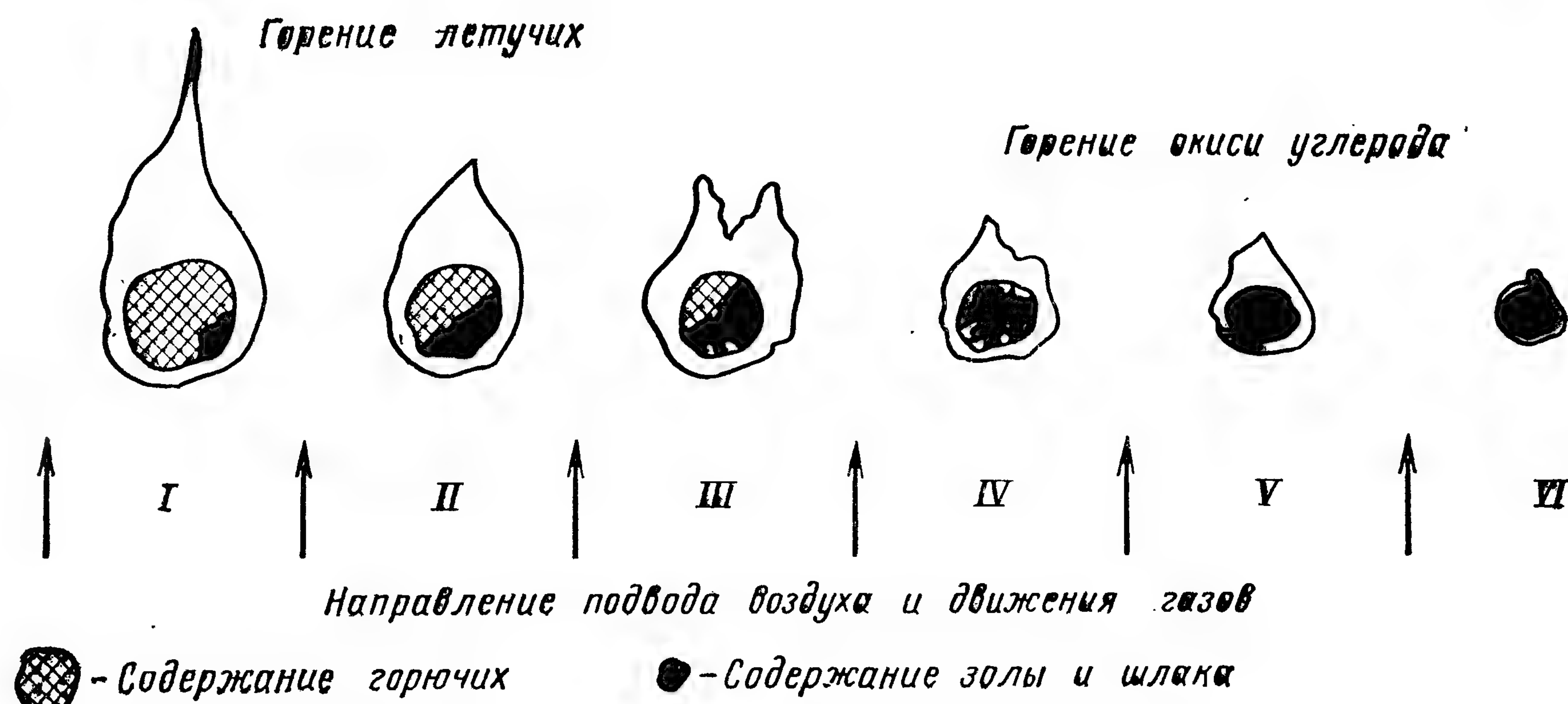


Рис. 2-2. Схема горения твердого топлива.

I — подогрев, испарение влаги; *II* — возгонка летучих; *III* — горение летучих, образование кокса; *IV* — горение кокса; *V* — выгорание кокса; *VI* — образование шлака.

Процесс горения любой частицы натурального твердого топлива протекает еще более сложным путем и сопровождается комплексом физико-химических явлений: начинается с подогрева топлива, сопровождающегося испарением влаги и возгонкой летучих и продолжающегося до момента воспламенения. Далее происходит горение летучих и кокса, зависящее от контакта с окислителем, зольности топлива, температур и других факторов, и заканчивается образованием шлака.

Схематически эти процессы показаны на рис. 2-2, где они искусственно разделены для возможности представления хода каждого процесса.

Все перечисленные процессы чаще протекают одновременно, чем и определяется сложность их исследования. Необходимо напомнить, что реакции веществ, находящихся в одинаковом агрегатном состоянии, называются **гомогенными**; к ним относятся реакции горения газов. Реакции горения жидких и твердых топлив протекают при разном агрегатном состоянии веществ; такие реакции называются **гетерогенными**.

Гетерогенные реакции сильно зависят от скорости подвода или переноса окислителя к поверхности горящей частицы — от скорости диффузии. Увеличение скорости подвода окислителя к горящей частице приводит к увеличению скорости реакции до определенных пределов. Если процесс сжигания топлива начинается с подогрева, удаления влаги и возгонки летучих, то в это время цепные реакции протекают медленно. С повышением температуры число активных центров растет, скорость реакции увеличивается, что приводит к вспышке топлива. Температуру, при которой происходит это явление, называют **температу-**

Таблица 2-1

Температуры воспламенения некоторых видов топлива

Наименование топлива	Температура, °С	Наименование топлива	Температура, °С
Водород H_2 в смеси с воздухом	550—625	Мазут флотский	
Окись углерода СО в смеси с воздухом	630—672	Ф-5	80
Метан CH_4	800—850	Ф-12	90
Этан C_2H_6	540—594	малосернистый 40	90
Пропан C_3H_8	525—588	малосернистый 100	110
Бутан C_4H_{10}	490—570	многосернистый 200	140
Бензин	400	Древесина	300
Керосин	380	Торф	230
Дизельное топливо	30—90	Бурый уголь	250—400
Соляровое масло	125	Каменный уголь	400—500
		Полуантрацит	500—600
		Антрацит	600—700
		Кокс	700—750

рой воспламенения; она зависит от свойств топлива, условий отвода теплоты и некоторых других факторов (табл. 2-1).

Развитие цепной реакции и повышение температуры ограничиваются присутствием замедлителей — ингибиторов, к которым нужно отнести инертные примеси в топочном устройстве — поверхности нагрева, негорящие частицы топлива, холодную обмуровку и другие препятствия движению молекул. Время сгорания топлива зависит от того, сколь быстро горючая частица встретится с частицей окислителя, который содержится в поступающем воздухе. Иначе говоря, время, необходимое для сгорания топлива, складывается из времени, в течение которого достигается контакт горючего с окислителем, $\tau_ф$ и времени протекания химической реакции $\tau_х$:

$$\tau=\tau_ф+\tau_х. \qquad (2\text{-}8)$$

Если время контактирования больше времени химической реакции, то горение относят к диффузионному, в обратном случае горение относят к кинетическому. Изображая графически изменение скорости горения топлива (рис. 2-3) в зависимости от температуры при постоянной массовой концентрации окислителя, можно показать, что в соответствии с уравнением Аррениуса (2-4) скорость реакции с ростом T сильно увеличивается (кривая *1*). Область горения, ограниченная осью ординат и кривой *1*, называют **кинетической**; осью абсцисс и кривой *2* — **диффузионной** областью горения. Между кривыми *1* и *2* существует область *3*, в которой скорости химических реакций соизмеримы со скоростями диффузии.

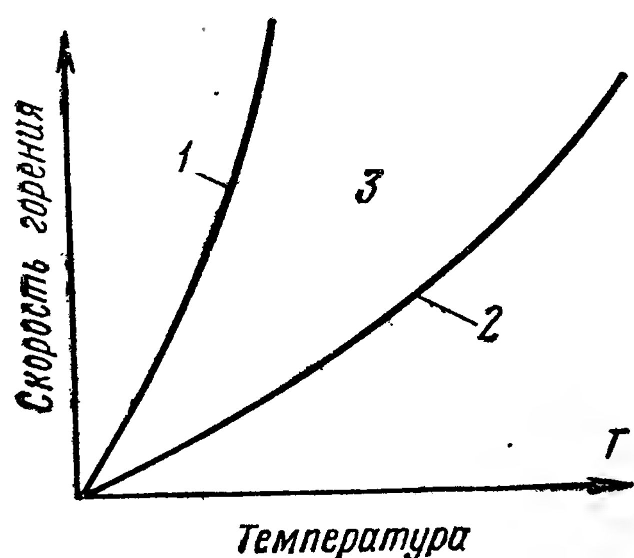


Рис. 2-3. Зависимость скорости горения твердого топлива от температуры и области горения.

Представленная на рис. 2-1 схема цепного окисления водорода для случая окисления углерода сильно усложняется из-за образования окиси углерода СО, двуокиси углерода CO_2 (первичные реакции) и появления реакций типа $C+CO_2=2CO$ (вторичных реакций). При сжигании натуральных топлив количество параллельно идущих реакций значительно увеличивается, и они накладываются друг на друга. Горение жидкого и твердого топлива

сопровождается его газификацией, когда процессу горения сопутствует термическое разложение органической массы топлива.

Воспламенение продуктов газификации или газообразного топлива приводит к образованию ф р о н т а п л а м е н и, состоящего из слоя смеси, обычно весьма тонкого, в котором идет процесс горения. Если фронт пламени перемещается в неподвижной среде, то протекающие в нем процессы, по данным В. А. Спейшера [Л. 8] и Н. Л. Стаскевича [Л. 9], могут быть охарактеризованы рис. 2-4.

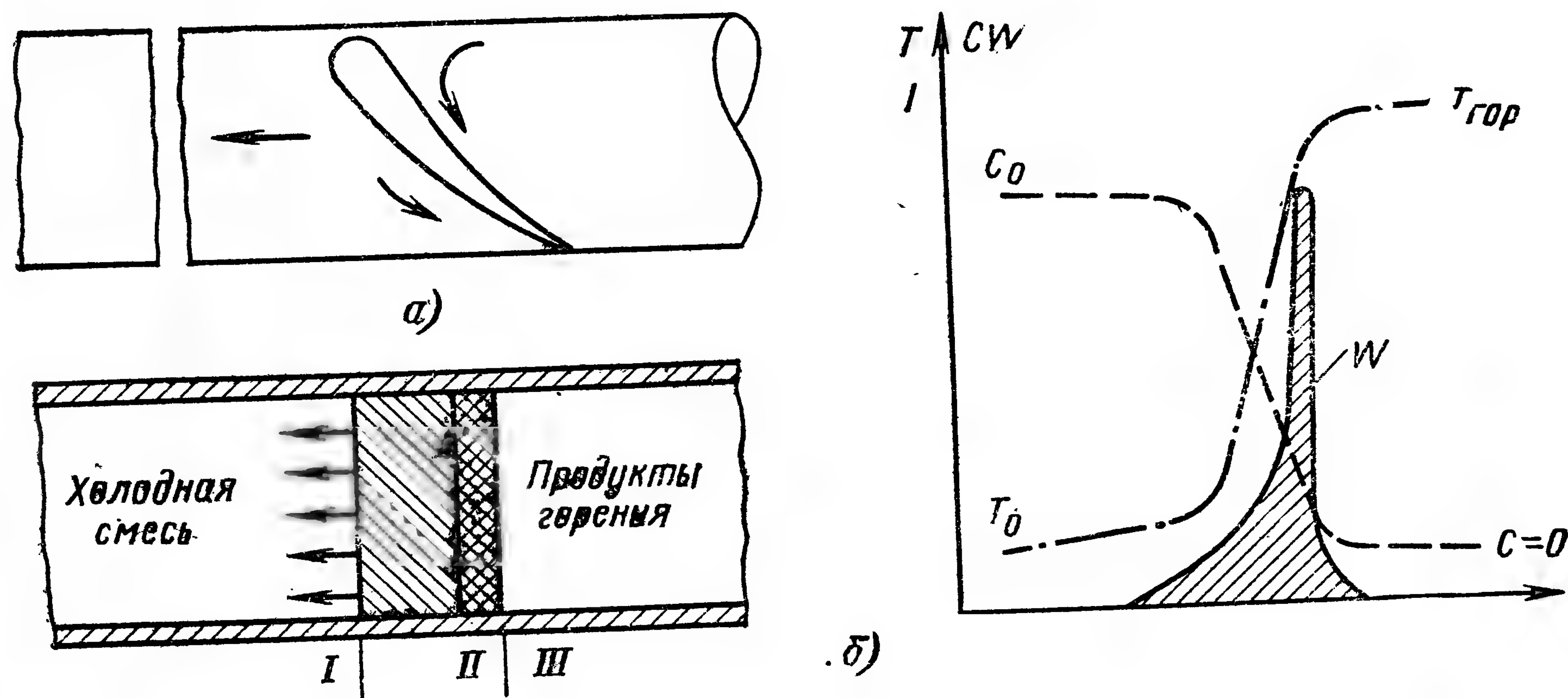


Рис. 2-4. Распространение (*а*) пламени и изменение (*б*) температуры *T*, концентрации горючего *C* и скорости реакции *w* при сгорании неподвижной газовоздушной смеси в горизонтальной трубе.

Для возможности характеризовать горение газовоздушных смесей в ламинарном потоке пользуются понятием нормальной скорости распространения пламени:

$$u_{н} \approx \sqrt{\frac{a}{\tau}}, \qquad (2\text{-}9)$$

где $u_н$ — нормальная скорость распространения пламени, см/с; a — коэффициент температуропроводности смеси, см^2/с.

Это приближенное выражение для определения $u_н$ получено из анализа размерностей в дифференциальном уравнении теплопроводности с источником и показывает, что *нормальная скорость распространения пламени зависит от физических свойств смеси и ее химической активности, так как время сгорания обратно пропорционально скорости химической реакции при температуре горения.*

Для движущейся горящей среды имеет значение характер ее движения. При переходе от ламинарного движения к турбулентному меняется не только очертание зоны горения, но и изменяется интенсивность процесса. Некоторое представление о влиянии режима движения смеси на скорость распространения пламени можно получить при рассмотрении рис. 2-5. Из-за больших трудностей проведения теоретических и экспериментальных исследований теория турбулентного горения еще находится в стадии разработки. Следует помнить, что в турбулентном потоке перемешивание происходит не только за счет хаотического движения молекул, но и за счет перемещений молей и значительных объемов газа

из одного слоя в другой, что интенсифицирует процессы тепломассообмена. Поэтому рядом исследователей предлагается в отличие от модели с фронтом горения иметь модель объемного горения, показанную на рис. 2-6, или ей подобную схему.

Более сложным является процесс горения твердого топлива даже в случае предварительного измельчения его до пылевидного состояния. Многочисленные исследования процесса горения частиц твердого топлива привели к установлению двух основных закономерностей — закона горения отдельной натуральной угольной частицы и закона распределения частиц полидисперсной угольной пыли по размерам.

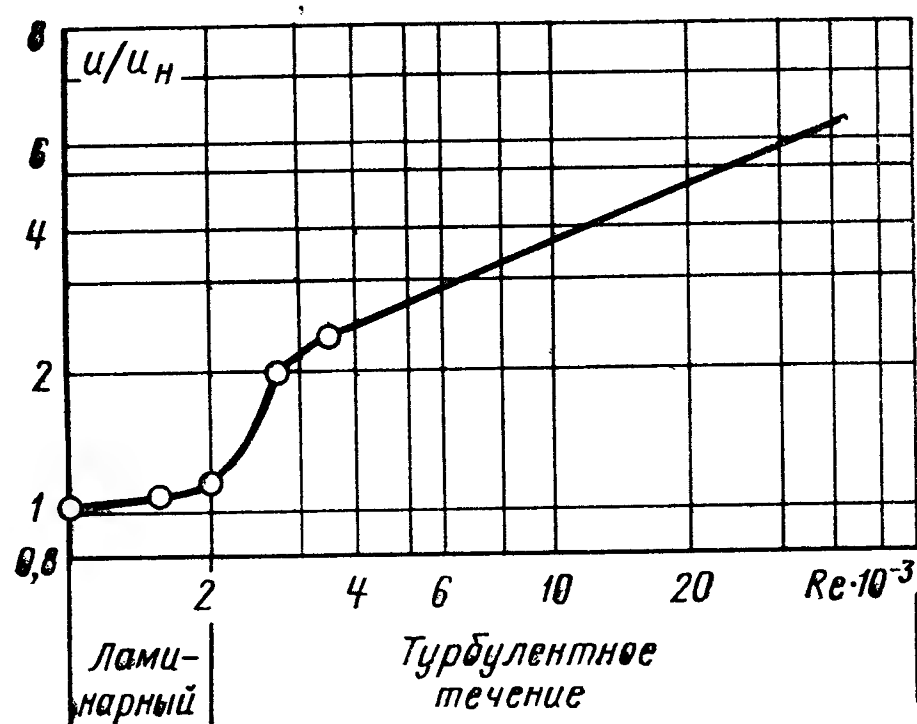


Рис. 2-5. Изменение скорости распространения пламени в зависимости от режима движения сжигаемой смеси газа с воздухом.

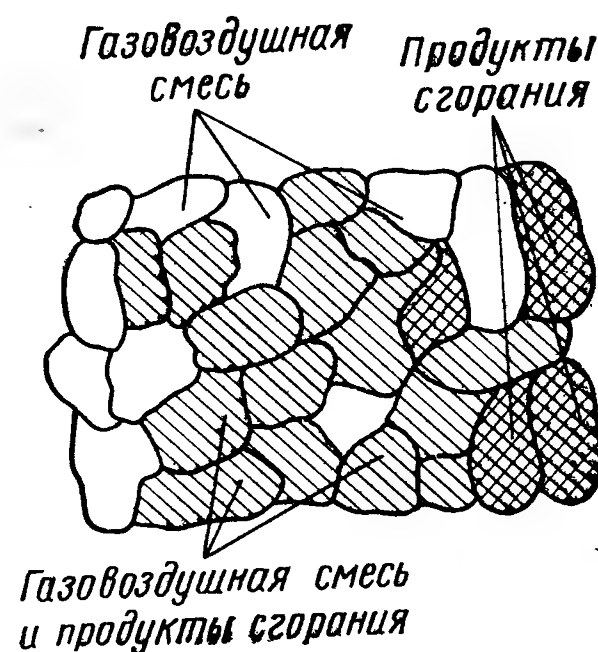


Рис. 2-6. Модель объемного турбулентного горения.

Параллельное выгорание летучих и коксового остатка, наблюдаемое при горении угольной пыли, обусловлено различием размеров и форм частиц. Реакционной поверхностью коксового остатка можно считать сферу, к которой равномерно поступает кислород воздуха. Опытами установлено, что в реальных топочных условиях решающую роль играют реакции типа



$$2C+O_2=2CO. \qquad (2\text{-}10)$$

Исходя из указанных положений наиболее вероятной схемой процесса горения является горение пылинки в топочной камере в объеме движущегося потока — выход летучих, горение летучих в движущейся среде и горение коксовой частицы с одновременными физико-химическими превращениями минеральной части топлива. Эти превращения происходят одновременно с диффузией окислителя к остатку частицы, горением остатка при протекании вторичных реакций продуктов сгорания на раскаленной поверхности частиц или вблизи от нее.

Схематизируя явление, можно исключить из него некоторые стадии и рассматривать горение угольной пыли после ее прогрева как квазистационарный процесс. Это позволяет записать ряд дифференциальных уравнений горения, решение которых можно выполнить с помощью электронно-вычислительных машин.

Из-за сложности этих уравнений и возможности решения технических задач с помощью более простых способов, эти уравнения в данном кур-

се не приводятся, ознакомиться с ними можно в специальной литературе, например [Л. 10, 11].

Также представляет собой зону газификации с интенсивно идущим процессом слой топлива на колосниковой решетке с подачей под него воздуха. В топку поступают газообразные продукты газификации топлива и мелкие твердые частицы горючих веществ, создающие над слоем факел. В факеле и происходит процесс сжигания, протекающий при наличии достаточного количества свободного кислорода в области диффузионного горения. Процесс, протекающий в слое, приводит к развитию высоких температур, что интенсифицирует процесс газификации топлива. По высоте слой принято делить на два участка: кислородный

Таблица 2-2

Стадии процесса горения натурального топлива

Вид топлива		
твердое	жидкое	газообразное
Подогрев Испарение влаги Возгонка летучих Образование кокса Горение летучих Горение кокса Образование шлака	Подогрев Испарение влаги Возгонка летучих Горение летучих Горение кокса	Подогрев Горение летучих

и восстановительный; толщина первого обычно мала, и свободный кислород отсутствует после прохода слоя высотой в два-три куска топлива. При большом выходе летучих веществ эта зона сокращается, при малом — увеличивается. В той части слоя, где протекает процесс газификации топлива, свободный кислород отсутствует, отмечается даже его недостаток. Вследствие этого процесс горения выносится частично в объем над слоем, куда подается дополнительный воздух. Доступ окислителя к горючему затрудняется шлакообразованием, которое увеличивает газовое сопротивление слоя. Для слоевых топок это вызывает необходимость ограничивать содержание золы в топливе, особенно легкоплавкой, в камерных топках требует периодической очистки поверхности нагрева от шлака.

В соответствии с изложенным процесс горения натурального топлива можно с некоторой условностью разделить на следующие стадии (табл. 2-2).

Такая разбивка на стадии условна потому, что эти стадии процесса протекают не только последовательно, но и параллельно, накладываясь друг на друга, как это имеет место, например, при испарении влаги и возгонке летучих, возгонке и горении летучих, образовании и горении кокса и т. д. Продолжительность протекания отдельных стадий горения зависит от свойств топлива, конструктивных особенностей топочного устройства и ряда других факторов, из которых главными являются процессы тепло- и массообмена.

Все это свидетельствует о большой сложности топочных процессов и необходимости рассмотрения любой из конструкций топки с позиций обеспечения наиболее полного сгорания топлива, наименьшего загрязнения поверхностей нагрева в топке, удобства, простоты и надежности работы устройства, быстрого регулирования производительности в достаточно широких пределах без снижения экономичности, обеспечения

передачи наибольшего количества теплоты радиацией и возможности наиболее полной механизации и автоматизации всех процессов, связанных с работой данного топочного устройства.

2-2. ПРОДУКТЫ СГОРАНИЯ ТОПЛИВА

Для решения технических задач, связанных с сжиганием топлива, необходимо уметь сводить материальные балансы по стехиометрическим уравнениям. Продуктами полного сгорания топлива является двуокись углерода CO_2, сернистый газ SO_2 и водяные пары H_2O. Кроме того, компонентами продуктов сгорания топлива являются азот N_2, содержавшийся в топливе и атмосферном воздухе, и избыточный кислород O_2, который содержится в продуктах сгорания топлива, потому что процесс горения протекает не идеально и связан с необходимостью подачи большего, чем теоретически необходимо, количества воздуха.

По уравнениям реакций окисления горючих элементов топлива, зная их молекулярную массу, плотность и объемы, можно найти массу и объем продуктов полного сгорания. Наиболее удобно проводить расчеты, исходя из значений массы молекул (молей), величины которых для горючих элементов топлива приведены в табл. 2-3.

При полном сгорании углерода образуется



$$C+O_2=CO_2; \qquad (2\text{-}11)$$

$$12{,}01 \text{ кг } C+32{,}00 \text{ кг } O_2=44{,}01 \text{ кг } CO_2$$

или при сгорании

$$1 \text{ кг } C+\frac{32}{12{,}01} \text{ кг } O_2=\frac{44{,}01}{12{,}01} \text{ кг } CO_2,$$

чему соответствует

$$1 \text{ кг } C+2{,}67 \text{ кг } O_2=3{,}67 \text{ кг } CO_2. \qquad (2\text{-}12)$$

Для получения продуктов сгорания в объемных единицах разделим полученную массу на плотность каждого газа:

$$1 \text{ кг } C+\frac{2{,}67}{1{,}428} O_2=\frac{3{,}67}{1{,}964} CO_2, \text{ или } 1 \text{ кг } C+1{,}866 \text{ м}^3 O_2=1{,}866 \text{ м}^3 CO_2, \qquad (2\text{-}13)$$

т. е. при сжигании 1 кг углерода требуется 1,866 м³ кислорода и образуется 1,866 м³ двуокиси углерода.

При неполном горении углерода таким же путем образуется:



$$C+\frac{O_2}{2}=CO; \qquad (2\text{-}14)$$

$$12 \text{ кг } C+16 \text{ кг } O_2=28 \text{ кг } CO; \; 1 \text{ кг } C+1{,}33 \text{ кг } O_2=2{,}33 \text{ кг } CO;$$

$$1 \text{ кг } C+\frac{1{,}33}{1{,}428} O_2=\frac{2{,}33}{1{,}250} CO; \; 1 \text{ кг } C+0{,}933 \text{ м}^3 O_2=1{,}866 \text{ м}^3 CO, \qquad (2\text{-}15)$$

Молекулярная масса и плотность горючих

Элемент топлива или продукт сгорания	Обо					
	C	H_2	N_2	S	O_2	CO
Молекулярная масса	12,01	2,016	28,016	32,06	32,0	28,01
Плотность, кг/м³	0,090	0,090	1,251	1,92	1,428	1,250

т. е. при неполном сжигании 1 кг углерода в окись углерода требуется 0,933 м³ кислорода и образуется 1,866 м³ окиси углерода.

При горении серы аналогично получаем:



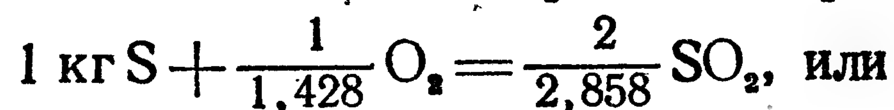
$$S+O_2=SO_2; \qquad (2\text{-}16)$$



$$32{,}06\ \text{кг}\ S+32{,}00\ \text{кг}\ O_2=64{,}06\ \text{кг}\ SO_2;$$



$$1\ \text{кг}\ S+1\ \text{кг}\ O_2=2\ \text{кг}\ SO_2;$$



$$1\ \text{кг}\ S+\frac{1}{1{,}428}O_2=\frac{2}{2{,}858}SO_2,\ \text{или}$$



$$1\ \text{кг}\ S+0{,}7\ \text{м}^3\ O_2=0{,}7\ \text{м}^3\ SO_2, \qquad (2\text{-}17)$$

т. е. при полном сгорании 1 кг серы необходимо 0,70 м³ кислорода и образуется 0,70 м³ сернистого газа.

При окислении — горении водорода имеем:



$$2H_2+O_2=2H_2O; \qquad (2\text{-}18)$$



$$4{,}034\ \text{кг}\ H_2+32{,}00\ \text{кг}\ O_2=36{,}032\ \text{кг}\ H_2O;$$



$$1\text{кг}\ H_2+8\text{кг}\ O_2=9\ \text{кг}\ H_2O;$$



$$1\ \text{кг}\ H_2+\frac{8}{1{,}428}O_2=\frac{9}{0{,}804}H_2O;\ 1\ \text{кг}\ H_2+5{,}6\ \text{м}^3\ O_2=11{,}2\ \text{м}^3\ H_2O, \qquad (2\text{-}19)$$

т. е. при полном сгорании 1 кг водорода требуется 5,60 м³ кислорода и образуется 11,20 м³ водяного пара.

Выполненные подсчеты позволяют перейти к определению **теоретически необходимого количества воздуха**, помня о том, что в 1 кг топлива содержится $\frac{C}{100}$ кг углерода, $\frac{H}{100}$ кг водорода, $\frac{S}{100}$ кг серы летучей и имеется $\frac{O_2}{100}$ кг кислорода. В пересчете на рабочее топливо исходя из уравнений (2-11) — (2-19) суммарное количество необходимого для горения кислорода, кг/кг, равно:

$$O_2=2{,}67\frac{C^р}{100}+1{,}00\frac{S^р_л}{100}+8\frac{H^р}{100}-\frac{O^р}{100}. \qquad (2\text{-}20)$$

Если вспомнить, что 1 м³ кислорода при нормальных условиях весит 1,428 кг, а в воздухе содержится по объему кислорода ~21%, то, разделив каждый из коэффициентов в выражении (2-20) на величину $1{,}428\cdot0{,}21\cdot100\approx30$, получим количество теоретически необходимого воздуха для сгорания 1 кг твердого или жидкого топлива, м³/кг:

$$V^о=0{,}0889C^р+0{,}265H^р+0{,}033(S^р_л-O^р). \qquad (2\text{-}21)$$

В случае сжигания газообразного топлива количество теоретически необходимого воздуха находят, исходя из стехиометрических уравнений

Таблица 2-3

элементов и продуктов сгорания топлив

значения								
	CH_4	H_2S	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	CO_2	SO_2	H_2O
	16,04 0,716	34,08 1,520	30,07 1,342	44,10 1,967	58,12 2,593	44,01 1,964	64,06 2,858	18,016 0,804

реакций горения компонентов газообразного топлива. При этом принимают, что объем одного моля компонентов, как и у идеальных газов, одинаков. Тогда при горении:

окиси углерода



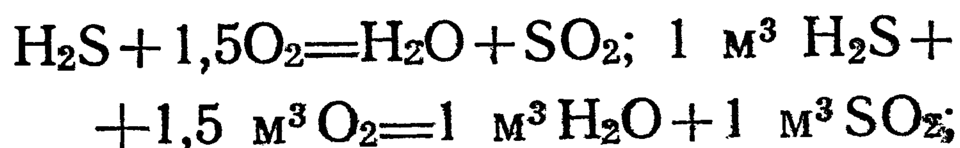
$$CO+0{,}5O_2=CO_2;\ 1\ м^3CO+0{,}5\ м^3O_2=1\ м^3CO_2;$$

водорода



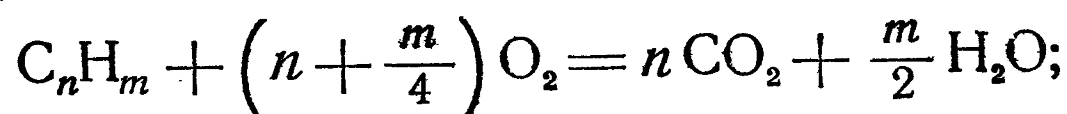
$$H_2+0{,}5O_2=H_2O;\ 1\ м^3H_2+0{,}5\ м^3O_2=1\ м^3H_2O;$$

сероводорода

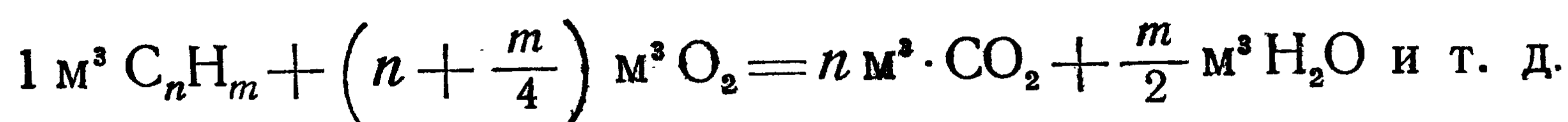


$$H_2S+1{,}5O_2=H_2O+SO_2;\ 1\ м^3\ H_2S+$$
$$+1{,}5\ м^3O_2=1\ м^3H_2O+1\ м^3SO_2;$$

углеводородов



$$C_nH_m+\left(n+\frac{m}{4}\right)O_2=nCO_2+\frac{m}{2}H_2O;$$



$$1\ м^3\ C_nH_m+\left(n+\frac{m}{4}\right)м^3\ O_2=n\ м^3\cdot CO_2+\frac{m}{2}м^3\ H_2O\ \text{и т. д.}$$

Иначе говоря, исходя из реакций полного горения составляющих газообразного топлива, следует, что каждый 1 $м^3\ CO$ требует 0,5 $м^3\ O_2$ и после реакции образуется 1 $м^3\ CO_2$.

Подобные рассуждения можно повторить и для всех других составляющих газообразного топлива и найти количество кислорода и воздуха, потребного для горения. Если помнить, что количество горючих газов в топливе выражено в процентах, потребное количество кислорода, $м^3/м^3$, будет:

$$O^o_2=0{,}01\ (0{,}5CO+0{,}5H_2+1{,}5H_2S+\Sigma\left(n+\frac{m}{4}\right)C_nH_m-O_2$$

и количество воздуха, $м^3/м^3$, составит:

$$V^o=0{,}0476\ (0{,}5CO+0{,}5H_2+1{,}5H_2S+\Sigma\left(n+\frac{m}{4}\right)C_nH_m-O_2. \quad (2\text{-}22)$$

Для полного сгорания топлива в топочные устройства подводят большее, чем теоретически необходимо, количество воздуха. Отношение действительно поступившего количества воздуха $V_д$ к теоретически необходимому количеству V^o называют *коэффициентом избытка воздуха* и обозначают через α:

$$\alpha=V_д/V^o. \quad (2\text{-}23)$$

Величина коэффициента избытка воздуха для современных топочных устройств колеблется от 1,02 до 1,45—1,70.

Азот N_2, вводимый с воздухом в топочное устройство, не участвует в процессе горения топлива, но при высоких температурах, близких к температуре горения топлива и температуре газов на выходе из топочной камеры, и при определенных соотношениях N_2/O_2 дает весьма токсичные окислы азота, вредно действующие на биосферу. Если пренебречь в первом приближении образованием окислов азота, то можно написать следующее отношение:

$$\alpha=\frac{V_д}{V^o}=\frac{N_2}{N^o_2}. \quad (2\text{-}24)$$

Содержание азота N_2 в воздухе, поступившем в топочную камеру, можно представить как сумму $N_2 = N^o_2 + N^\alpha_2$, где N^o_2 — теоретическое, а N^α_2 — избыточное количество азота, выраженное в процентах.

Тогда коэффициент избытка воздуха можно представить как

$$\alpha = \frac{N_2}{N_2 - N_2^\alpha}. \tag{2-25}$$

Выражая величину содержания азота в полном количестве воздуха через количество избыточного кислорода, получаем:

$$\frac{O_2}{N_2^\alpha} = \frac{21}{79} \text{ и соответственно } N_2^\alpha = \frac{79}{21} O_2.$$

Тогда коэффициент избытка воздуха, поступающего в топочное устройство, будет:

$$\alpha = \frac{N_2}{N_2 - \frac{79}{21} O_2} = \frac{21}{21 - 79 \frac{O_2}{N_2}}. \tag{2-26}$$

При полном сгорании топлива состав сухих дымовых газов (без водяных паров) можно определить по уравнению

$$100\% = CO_2 + SO_2 + O_2 + N_2 \text{ или } 100\% =$$
$$= RO_2 + O_2 + N_2, \text{ откуда}$$
$$N_2 = 100 - (RO_2 + O_2) \text{ где } RO_2 = CO_2 + SO_2.$$

Подставляя в выражение (2-26) величину $N_2 = 100 - (RO_2 + O_2)$, получаем уравнение следующего вида:

$$\alpha = \frac{21}{21 - 79 \frac{O_2}{100 - (RO_2 + O_2)}}. \tag{2-27}$$

Содержание CO_2, SO_2 и N_2 в сухих продуктах сгорания выражают в процентах и определяют с помощью газоанализаторов. Анализ состава продуктов сгорания в газоанализаторах волюмометрического типа основан на последовательном контакте дымовых газов с реактивами, в результате которого поглощаются двуокись углерода, сернистый газ, кислород. Водород и другие горючие газы и менее точно окись углерода определяют методом дожигания. Горючие газы могут находиться в дымовых газах лишь при неполном сгорании топлива, и содержание их целесообразно находить с помощью приборов, дающих более точные и быстрые результаты. К ним в первую очередь следует отнести хроматограф.

В хроматографе производится разделение газовой смеси на компоненты путем ее пропуска вместе с газом-носителем через колонку, заполненную твердым адсорбентом. Вводя периодически анализируемую смесь газов в поток газоносителя, можно вследствие разных изотерм адсорбции при контактировании с адсорбентом получить разделение смеси на составляющие. При пропускании газа-носителя с отделенной частью смеси через детектор можно найти процентное содержание окиси углерода, метана, водорода, обычно входящих в состав продуктов неполного горения.

Если в продуктах неполного сгорания содержится в основном окись углерода CO, то состав сухих дымовых газов будет: $100 = N_2 + RO_2 + O_2 + CO$. При замене CO потребным для его полного сгорания кисло-

родом, равным 0,5CO, можно получить следующее выражение для определения содержания азота в полном количестве воздуха, поступающего в топочное устройство: $N_2=100-(RO_2+O_2-0{,}5CO)$.

Выражение для определения коэффициента избытка воздуха при наличии в дымовых газах CO будет:

$$\alpha=\frac{21}{21-79\dfrac{O_2-0{,}5CO}{2}}=\frac{1}{1-\dfrac{79}{21}\,\dfrac{O_2-0{,}5CO}{100-(RO_2+O_2+CO}}. \qquad (2\text{-}28)$$

При наличии в продуктах сгорания, кроме окиси углерода, водорода, метана и других тяжелых углеводородов, что может иметь место при неполном сжигании природного или нефтепромыслового газа, жидких и твердых топлив, если знать их содержание в процентах, расчетное выражение для определения избытка воздуха принимает вид:

$$\alpha=\frac{1}{1-\dfrac{79}{21}\,\dfrac{O_2-0{,}5\,(CO+H_2)-2CH_4}{N_2-0{,}431\dfrac{N^p}{K^p}-(RO_2+CO+CH_4)}}, \qquad (2\text{-}29)$$

где CO, H_2, CH_4 — их содержание в процентах, а $K^p=C^p+0{,}375S^p_л$, %.

При полном сгорании топлива дымовые газы содержат лишь продукты полного окисления горючих элементов топлива — углерода, водорода и серы — CO_2, H_2O и SO_2; азот топлива и внесенный с воздухом N_2; неиспользованный при горении кислород воздуха O_2; водяной пар H_2O, полученный за счет окисления водорода топлива, испарения влаги, содержащейся в топливе, и внесенный с влажным воздухом. При паровом распыливании жидкого топлива также вносится некоторое количество H_2O в продукты сгорания.

Полный объем продуктов сгорания твердого и жидкого топлива при коэффициенте избытка воздуха, большем единицы, (м³/кг), будет состоять из перечисленных слагаемых:

$$V_г=V_{CO_2}+V_{SO_2}+V_{N_2}+V_{O_2}+V_{H_2O}. \qquad (2\text{-}30)$$

Продукты сгорания (м³/кг) принято подразделять на сухие газы и водяные пары:

$$V_г=V_{сг}+V_{H_2O},$$

так как в приборах волюмометрического типа, с помощью которых определяют состав дымовых газов до анализа, конденсируются водяные пары, а содержание трехатомных газов $CO_2+SO_2=RO_2$ дается совместно.

При полном сгорании 1 кг углерода образуется 1,866 м³ CO_2 (см. стр. 48, 49), а 1 кг серы — 0,7 м³ SO_2. В 1 кг рабочего топлива содержится углерода $\frac{C^p}{100}$ и серы $\frac{S^p}{100}$ кг, что дает при сгорании топлива следующий объем трехатомных газов, м³/кг:

$$V_{RO_2}=V_{CO_2}+V_{SO_2}=1{,}866\frac{C^p}{100}+0{,}7\frac{S^p}{100}=1{,}866\,\frac{C^p+0{,}375S^p_л}{100}. \qquad (2\text{-}31)$$

При сжигании топлива с теоретически необходимым количеством воздуха ($\alpha=1$) содержание кислорода в сухих дымовых газах будет равно нулю, их объем — минимальным или теоретическим и будет состоять из объема трехатомных газов и азота — из объемов азота, содержащегося в топливе, и азота, внесенного с воздухом.

Объем азота, содержащегося в топливе, м³/кг, равен:

$$N^{т}_{2}=\frac{N^{р}}{100}\frac{1}{1,251}=0,008N^{р}.$$

Объем азота, внесенного с воздухом, в котором содержание азота по объему равно 79%, м³/кг:

$$N_2=0,79V^{о}+0,008N^{р}. \qquad (2\text{-}32)$$

Обычно последним слагаемым в выражении (2-32) можно пренебречь и считать, что

$$V_{N_2}=0,79V^{о}. \qquad (2\text{-}33)$$

При этих допущениях теоретический объем сухих газов, полученных от сгорания 1 кг твердого или жидкого топлива, м³/кг, составит:

$$V^{о}_{с.г}=V_{RO_2}+V_{N_2}=0,0187\,(C^{р}+0,375S^{р}_{л})+0,79V^{о}. \qquad (2\text{-}34)$$

Полный объем сухих газов будет больше теоретического на количество избыточного воздуха $(\alpha-1)\,V^{о}$, м³/кг. Следовательно, полный объем сухих дымовых газов, м³/кг, равен:

$$V_{с.г}=V^{о}_{с.г}+(\alpha-1)\,V^{о}=0,0187\,(C^{р}+0,375S^{р}_{л})+0,79V^{о}+(\alpha-1)\,V^{о},$$

или

$$V_{с.г}=0,0187K^{р}+0,79V^{о}+(\alpha-1)\,V^{о}, \qquad (2\text{-}35)$$

где

$$K^{р}=C^{р}+0,375S^{р}_{л}.$$

При сжигании топлив в продуктах сгорания, кроме сухих газов, содержатся и водяные пары, их количество, полученное в результате окисления водорода топлива, м³/кг, составит:

$$V^{I}_{H_2O}=\frac{9H^{р}}{100\cdot 0,804}=\frac{9H^{р}}{80,4}=0,111H^{р}.$$

В формуле:

9 — количество воды, полученной при окислении 1 кг водорода, кг;

0,804 — плотность 1 кг водяных паров при нормальных условиях, кг/м³ (см. табл. 2-3).

Количество водяных паров, полученных от испарения влаги топлива, м³/кг, составляет:

$$V^{II}_{H_2O}=\frac{W^{р}}{100\cdot 0,804}=\frac{W^{р}}{80,4}=0,0124W^{р}.$$

Количество влаги, содержащейся в воздухе, принимают равным 10 г на 1 кг воздуха. При $\alpha=1$ количество водяных паров, м³/кг, будет равно:

$$V^{III}_{H_2O}=\frac{dV^{о}\rho_{взд}}{100\cdot 0,804}=\frac{10\cdot 1,293}{804}V^{о}=0,0161V^{о}.$$

Количество влаги, вносимой в топку в виде водяных паров (например, для распыливания жидкого топлива), $W_{ф}$ при расходе, кг/кг, топлива определяет дополнительный объем водяных паров, м³/кг:

$$V^{IV}_{H_2O}=\frac{W_{ф}}{0,804}=1,24W_{ф}.$$

11021—2

Полный теоретический объем водяных паров в дымовых газах от сжигания 1 кг твердого или жидкого топлива, м³/кг, является суммой указанных величин и равен:

$$W^{o}_{H_2O}=0,111H^{p}+0,0161V^{o}+0,0124W^{p}+1,24W_{ф}. \qquad (2\text{-}36)$$

Действительный объем водяных паров в дымовых газах будет больше только за счет влаги, внесенной с избыточным воздухом. Представляя выражение (2-36) в виде $V_{H_2O}=V^{o}_{H_2O}+0,0161V^{o}$, получим, что действительное количество водяных паров в дымовых газах при сжигании твердого или жидкого топлива, м³/кг, составит:

$$V_{H_2O}=V^{o}_{H_2O}+0,0161(\alpha-1)V^{o}. \qquad (2\text{-}37)$$

Выше расчеты объемов воздуха и дымовых газов велись на 1 кг топлива. Иногда целесообразно определять, какое количество углерода следует сжечь для получения 1 м³ двуокиси углерода. Возвращаясь к выражению (2-13), можно видеть, что для получения 1 м³ двуокиси углерода требуется $\frac{1}{1,866}=0,536$ кг углерода; тогда

$$V_{CO_2}=\frac{C^{p}_{1}}{100\cdot 0,536}=\frac{C^{p}}{53,6}.$$

При неполном горении 1 кг топлива, когда часть углерода образует лишь окись углерода, по выражению (2-15) также получается 1,866 м³ CO, т. е. $V_{CO}=\frac{C^{p}}{53,6}$ м³/кг.

В итоге сгорания углерода с образованием двуокиси и окиси углерода, м³/кг, получаем:

$$V_{CO_2}+V_{CO}=\frac{C^{p}_{1}}{53,6}+\frac{C^{p}_{2}}{53,6}=\frac{C^{p}}{53,6}.$$

При сгорании серы на 1 м³ SO_2 приходится $\frac{32,06\cdot 2,858}{64,06}=1,43$ кг $S^{p}_{л}$ и объем

$$V_{SO_2}=\frac{S^{p}_{л}}{100\cdot 1,43}=\frac{0,375S^{p}_{л}}{53,6}. \qquad (2\text{-}38)$$

При неполном горении объем сухих газов, м³/кг, будет:

$$V_{CO_2}+V_{CO}+V_{SO_2}=\frac{C^{p}+0,375S^{p}_{л}}{53,6}=\frac{K^{p}}{53,6}. \qquad (2\text{-}39)$$

Далее можно подсчитать содержание в объемных процентах каждого из рассматриваемых выше компонентов в сухих газах:

$$CO_2=\frac{V_{CO_2}}{V_{с.г}}\cdot 100; \quad CO=\frac{V_{CO}}{V_{с.г}}\cdot 100 \text{ и т. д.}$$

Вспомнив, что $V_{CO_2}+V_{SO_2}+V_{CO}=\frac{K^{p}}{53,6}$, можно написать:

$$V_{с.г}=\frac{K^{p}}{53,6(RO_2+CO)} \qquad (2\text{-}40)$$

и $CO_2+SO_2=RO_2$. При неполном горении топлива

$$RO_2+CO=\frac{V_{CO_2}+V_{SO_2}+V_{CO}}{V_{с.г}}\cdot 100.$$

При полном горении $CO=0$ и $V_{с.г}=\frac{K^р}{53,6RO_2}$. (2-41)

На работающем котлоагрегате величина RO_2 в процентах определяется с помощью газоанализатора. Если бы горючими в топливе были только углерод и сера, а кислород в топливе не содержался, то при полном сгорании указанного топлива с коэффициентом избытка воздуха $\alpha=1$ процентное содержание трехатомных газов составило бы примерно 21%, т. е.

$$RO_2=\frac{V_{RO_2}}{V_{с.г}}\cdot 100\approx 21\%.$$

При количестве кислорода в топливе, достаточном для окисления всего водорода топлива, т. е. $\frac{O^р}{8}=H^р$ и при $\alpha=1$ получается, что $RO_2\cong 21\%$. Но так как $H^р-\frac{O^р}{8}>0$, то обычно $RO_2<21\%$. Отсюда видно, что для каждого топлива в зависимости от его элементарного состава можно подсчитать максимальное количество трехатомных газов $RO_2^{макс}$, образующихся при полном сгорании данного топлива. Пренебрегая очень малой величиной содержания азота в топливе, величину $RO_2^{макс}$ для твердых и жидких топлив, %, можно определить из следующей формулы:

$$RO_2^{макс}=\frac{21}{\frac{2,37H^р-0,126O^р}{C^р+0,375S^р_л}}$$ (2-42)

Входящую в формулу величину $2,37\frac{H^р-0,126O^р}{C^р+0,375S^р_л}$, зависящую только от состава топлива, принято обозначать через β. Тогда

$$RO_2^{макс}=\frac{21}{1+\beta}.$$ (2-43)

Значение β для большинства твердых топлив лежит в пределах от 0,035 до 0,150; для сланцев и мазута, содержащих много водорода,— от 0,20 до 0,35. Для характерных топлив величина β приведена в табл. 2-4.

Таблица 2-4

Величины β и $RO_2^{макс}$ для некоторых топлив

Наименование топлива	β	$RO_2^{макс}$	Наименование топлива	β	$RO_2^{макс}$
Природный газ тюменский	—	11,8	Торф	0,078	19,6
Природный газ других месторождений	—	11,8±0,2	Сланцы	0,16	16,0
			Бурые угли	0,085—0,090	19,4—19,1
Метан	—	11,8	Каменные угли:		
Пропан	—	13,8	Д и Г	0,123—0,132	18,7—18,6
Бутан	—	14,0	Ж и ПЖ	0,115—0,129	18,6—18,8
Мазут	0,32	15,9	Т	0,108—0,115	18,8—19,0
Древесина	0,04	20,2	Полуантрацит ПА	0,083—0,095	19,4—19,2
			Антрацит А	0,044	19,5—20,1

Знание значения величины $RO_2^{макс}$ позволяет при испытаниях определить ориентировочное значение α при полном сгорании топлива, так как

$$\frac{RO_2^{макс}}{RO_2} \approx \alpha. \qquad (2\text{-}44)$$

Полный объем продуктов сгорания твердого и жидкого топлива, $м^3/кг$, может быть определен из выражения

$$V_г = V_{с.г} + V_{H_2O} = 0{,}0187K^р + 0{,}79V^о + V^о(\alpha - 1) + \\ + V^о{}_{H_2O} + 0{,}0161(\alpha - 1)V^о. \qquad (2\text{-}45)$$

Состав продуктов сгорания газообразного топлива может быть найден исходя из тех же соображений, что были использованы ранее для определения $V^о$. Пользуясь уравнениями горения для составляющих газообразного топлива, можно написать, что объем трехатомных газов, $м^3/м^3$, будет:

$$V_{RO_2} = 0{,}01(CO_2 + CO + H_2S + CH_4),$$

что справедливо при условии, что суммарное содержание в топливе этана, пропана и бутана меньше 3% объема и что газ состоит в основном лишь из метана.

Объем азота в продуктах сгорания

$$V^о{}_{N_2} = 0{,}79V^о + 0{,}01N^р$$

и сухих газов

$$V^о{}_{с.г} = V_{RO_2} + V^о{}_{N_2}. \qquad (2\text{-}46)$$

Теоретический объем водяных паров в продуктах сгорания газа

$$V^о{}_{H_2O} = 0{,}01\left(H_2 + H_2S + \Sigma\frac{n}{2}C_nH_m + 0{,}124d_{г.т}\right) + 0{,}0161V^о, \qquad (2\text{-}47)$$

где $d_{г.т}$ — влажность газообразного топлива, $г/м^3$.

Суммарный теоретический объем продуктов сгорания топлива, $м^3/м^3$:

$$V^о{}_г = V_{с.г} + V_{H_2O} = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{H_2O}. \qquad (2\text{-}48)$$

В том случае, если из анализа дымовых газов известно содержание в продуктах сгорания CO_2, CO и CH_4, объем сухих газов, $м^3/м^3$, составит:

$$V_{с.г} = \frac{CO^т{}_2 + CO^т + 2CH^т{}_4 + \Sigma C^т{}_n H^т{}_m}{CO_2 + CO + CH_4},$$

где индекс «т» относится к содержанию того или иного газа в топливе.

Полный (действительный) объем сухих газов, $м^3/м^3$, можно определить из выражения

$$V_{с.г} = V^о{}_{с.г} + (\alpha - 1)V^о, \qquad (2\text{-}49)$$

а полный объем водяных паров, $м^3/м^3$, будет:

$$V_{H_2O} = V^о{}_{H_2O} + 0{,}0161(\alpha - 1)V^о,$$

действительный объем, $м^3/м^3$, дымовых газов составит:

$$V_г = V_{RO_2} + V^о{}_{N_2} + V_{H_2O} + (\alpha - 1)V^о. \qquad (2\text{-}50)$$

Изложенные формулы позволяют определять количество воздуха, потребного для горения, и объемы дымовых газов при известном избытке воздуха. Избыток воздуха при расчете выбирается на основе опытных данных (табл. 2-5), в зависимости от типа горелок и топочного устройства, элементов котельного агрегата и установки.

Таблица 2-5

Значения коэффициента избытка воздуха в топке

Наименование топочного устройства	Избытки воздуха в топке $\alpha_т$ для топлива							
	антрацитов и полуантрацитов	каменных углей	бурых углей	сланцев	торфа	древесины	жидкого	газообразного
Неподвижная решетка с ручным забросом топлива	1,30—1,35	1,3—1,4	1,3—1,5	—	—	1,3	—	—
Неподвижная решетка с пневмомеханическим забросом топлива	1,6—1,7	1,4—1,5	1,4—1,5	—	—	—	—	—
Шахтная топка с наклонной решеткой	—	—	—	—	1,4	1,4	—	—
Топка с зажатым слоем топлива (скоростная топка В. В. Померанцева)	—	—	—	—	—	1,2—1,3	—	—
Топка с цепной решеткой	1,5—1,6	—	—	—	—	—	—	—
То же и шахтой для топлива	—	—	—	—	1,3	—	—	—
То же и пневматическим забрасывателем топлива	—	1,3—1,4	1,3—1,4	—	—	—	—	—
То же с пневмомеханическим забрасывателем и обратным ходом	—	1,3—1,4	1,3—1,4	—	—	—	—	—
Топка с наклонно переталкивающими колосниками	—	—	—	1,4	—	—	—	—
Камерные топки с твердым удалением шлака	1,25	1,2	1,2	1,2	1,2	1,25	—	—
То же с жидким удалением шлака	1,2	1,2	1,2	—	—	—	—	—
Камерные топки для мазута и других жидких топлив	—	—	—	—	—	—	1,02—1,10	—
То же для природного и нефтепромыслового газа	—	—	—	—	—	—	—	1,10

В котельных установках движение газов осуществляется за счет разрежения, создаваемого дымовой трубой или дымососом: топочное устройство и газоходы находятся под разрежением (давлением, меньшим давления атмосферного воздуха). В газоходы и топочное устройство при наличии в них отверстий и неплотностей из атмосферы поступает воздух, который называют присосом. За счет присосов избытки воздуха от топочного устройства к дымовой трубе по тракту возрастают. Величины присосов в газоходы и элементы котельной установки приведены в табл. 2-5а.

В тех случаях, когда установка работает под наддувом, т. е. под давлением, несколько превышающим атмосферное, избытки воздуха по газоходам остаются постоянными и равными избытку в топке.

Далее необходимо определить доли и значения парциальных давлений сухих трехатомных газов и водяных паров. При небольших давлениях, порядка 3—4 кПа (>400 кгс/м²), или разрежениях можно считать $p_{с.г} + p_{H_2O} = 1$, где $p_{с.г}$ — парциальное давление сухих газов, кПа или кгс/м²; p_{H_2O} — то же водяных паров.

Доли трехатомных газов и водяных паров определяют по формулам:

$$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_г}; \quad r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_г}. \qquad (2\text{-}51)$$

При указанных выше условиях парциальные давления, кПа (кгс/м²), будут:

$$p_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_г} \text{ и } p_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_г}.$$

Таблица 2-5а

Присосы воздуха в топках, газоходах и других частях котельной установки, работающей под разрежением

Наименование	Величина присоса воздуха
Слоевые и камерные топки без гидравлического уплотнения шлаковой шахты	0,10
Камерные топки для газа и мазута и для твердого топлива с гидравлическим уплотнением шахты	0,05
Камерные топки с металлической обшивкой (для всех топлив) и циклонные топки	0,03
Первый пучок котельных труб котлоагрегатов с $Q \leqslant 9{,}31$ МВт (8 Гкал/ч) или 3,3 кг/с (12 т/ч)	0,05
Второй пучок котельных труб котлоагрегатов с $Q \leqslant 9{,}31$ МВт (8 Гкал/ч) или 3,3 кг/с (12 т/ч)	0,10
Газоходы:	
в перегревателе за топкой, в опускной шахте и переходной зоне	0,03
водяного экономайзера чугунного	0,10
водяного экономайзера стального	
для котлоагрегатов с $Q \leqslant 9{,}31$ МВт (8 Гкал/ч) или 3,3 кг/с (12 т/ч)	0,08
для котлоагрегатов с $Q > 9{,}31$ МВт (8 Гкал/ч) или 3,3 кг/с (12 т/ч)	0,02 на каждую ступень
воздухоподогревателя чугунного из ребристых плит	0,2 То же
то же из ребристых труб	0,1 »
воздухоподогревателя стального пластинчатого	0,07 »
» » трубчатого	0,03 »
регенеративного воздухоподогревателя	0,15 »
Золоуловитель батарейный, жалюзийный, циклон, скруббер	0,05 »
Золоуловитель-электрофильтр	0,10
Газоход длиной 10 м:	
стальной	0,01
из кирпичных боровов	0,05
Пылеприготовительная система с молотковыми мельницами и мельницами-вентиляторами	0,05

Кроме объемов, в ряде случаев при сжигании твердых и жидких топлив бывает необходимым знание массы дымовых газов топлива, кг/кг, которую можно определить из следующего выражения:

$$G_{\text{г}} = 1 - 0{,}01A^{\text{р}} + 1{,}308\alpha V^{\circ} + W'_{\text{ф}} \qquad (2\text{-}52)$$

для газообразного топлива, кг/м³, из формулы

$$G_{\text{г}} = \rho^{\text{с}}_{\text{г.т}} + 0{,}001d_{\text{г.т}} + 1{,}306\alpha V^{\circ}, \qquad (2\text{-}53)$$

где $\rho^{\text{с}}_{\text{г.т}}$ — плотность сухого газа, а $d_{\text{г.т}}$ — содержание влаги в топливе, кг/м³.

Часто необходимо знать концентрацию золы в дымовых газах, г/м³ или кг/м³:

$$\mu = \frac{10A^{\text{р}}a_{\text{ун}}}{V_{\text{г}}}, \quad \text{или} \quad \mu = \frac{A^{\text{р}}a_{\text{ун}}}{100V_{\text{г}}}, \qquad (2\text{-}54)$$

где $a_{\text{ун}}$ — доля золы топлива, уносимая дымовыми газами.

Результаты расчета по приведенным формулам и выражениям для их последующего применения целесообразно сводить в табл. 2-6.

Таблица 2-6

Объемы газов, их доли и концентрации золы по газоходам

Наименование величин	Размерность	Для данного топлива				
		$V^о =$	$V^о_{N_2} =$	$V_{RO_2} =$	$V^о_{H_2O} =$	$A^р =$
		Наименование газоходов				
Средние значения коэффициентов избытка воздуха α в газоходах:						
$(\alpha - 1) V^о$	м³/кг					
$V_{H_2O} = V^о_{H_2O} + 0{,}016 (\alpha - 1) V^о$	»					
$V_г = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{H_2O} + (\alpha - 1) V^о$	»					
$r_{H_2O} = V_{H_2O}/V_г$	—					
$r_{RO_2} = V_{RO_2}/V_г$	—					
$\mu = (10A^р a_{ун})/V_г$	г/м³					

2-3. ЭНТАЛЬПИЯ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ ТОПЛИВА

Из курса термодинамики известно, что величина теплоемкости газов зависит от их состава и температуры. Энтальпия воздуха, использованного при сжигании топлива, кДж/кг (ккал/кг) или кДж/м³ (ккал/м³), может быть определена:

$$I^о = V^о c_{вл} \vartheta, \qquad (2\text{-}55)$$

В формуле:

$c_{вл}$ — средняя объемная теплоемкость влажного воздуха при постоянном давлении в интервале температур от 0 до ϑ, кДж/(м³·К) или ккал/(м³·°С);

ϑ — температура продуктов сгорания, °С.

В продуктах сгорания топлива содержатся двуокись углерода, сернистый газ, азот и водяные пары, которые вместе составляют более 95% общего состава газов. Содержание азота превышает 75% общего объема двухатомных газов. Для расчетов с достаточной точностью можно принимать при постоянной температуре энтальпию газов, зависящую только от содержания в дымовых газах RO_2 или CO_2, азота или сухого воздуха и водяных паров H_2O.

Энтальпию объема дымовых газов при $\alpha = 1$, кДж/кг (ккал/кг) или кДж/м³ (ккал/м³), подсчитывают по формуле

$$I^о_г = V_{RO_2} c_{RO_2} \vartheta + V_{N_2} c_{N_2} \vartheta + V_{H_2O} c_{H_2O} \vartheta. \qquad (2\text{-}56)$$

Величина теплоемкости отдельных газов и воздуха принимается средней в интервале температур от 0 до ϑ, °С, по табл. 2-7.

При действительном количестве воздуха энтальпия дымовых газов, кДж/кг (ккал/кг) или кДж/м³ (ккал/м³), будет равна:

$$I_г = I^о_г + (\alpha - 1) I^о_в. \qquad (2\text{-}57)$$

При камерном сжигании твердого топлива с высоким содержанием золы в продуктах сгорания, уносимых в газоходы, теплота содержится и в золе; эту теплоту учитывают, если $1000 \dfrac{A^р a_{ун}}{Q^р_н} > 6$.

11044—1

Средние теплоемкости негорючих и горючих газов, сухого и влажного воздуха

Температура, °С	CO_2		N_2		O_2		H_2O		CO		Воз		
											сухой		влаж
	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1
0	1,600	0,382	1,295	0,309	1,306	0,312	1,494	0,357	1,299	0,310	1,297	0,310	1,320
100	1,700	0,406	1,296	0,309	1,318	0,315	1,505	0,360	1,302	0,311	1,300	0,311	1,325
200	1,787	0,427	1,300	0,310	1,335	0,319	1,522	0,364	1,307	0,312	1,307	0,312	1,330
300	1,863	0,445	1,307	0,312	1,356	0,324	1,542	0,368	1,317	0,314	1,317	0,315	1,343
400	1,930	0,461	1,316	0,314	1,378	0,329	1,565	0,374	1,329	0,317	1,329	0,317	1,350
500	1,989	0,475	1,328	0,317	1,398	0,334	1,590	0,380	1,343	0,321	1,343	0,321	1,365
600	2,041	0,488	1,340	0,320	1,417	0,338	1,615	0,386	1,357	0,324	1,356	0,324	1,380
700	2,088	0,499	1,356	0,323	1,434	0,343	1,641	0,392	1,372	0,328	1,371	0,327	1,395
800	2,131	0,509	1,367	0,327	1,450	0,347	1,668	0,398	1,386	0,331	1,384	0,331	1,410
900	2,169	0,518	1,380	0,330	1,465	0,350	1,696	0,405	1,400	0,334	1,398	0,334	1,425
1000	2,204	0,526	1,392	0,332	1,478	0,353	1,723	0,412	1,413	0,337	1,410	0,337	1,435
1100	2,235	0,534	1,403	0,335	1,489	0,356	1,750	0,418	1,425		1,421	0,340	1,458
1200	2,264	0,541	1,414	0,338	1,500	0,358	1,777	0,424	1,436		1,433	0,342	1,465
1300	2,290	0,547	1,425	0,340	1,511	0,361	1,803	0,431	1,447		1,443	0,345	1,473
1400	2,314	0,553	1,435	0,343	1,520	0,363	1,828	0,437	1,457		1,458	0,347	1,482
1500	2,335	0,558	1,444	0,345	1,529	0,365	1,853	0,443	1,469		1,462	0,349	1,494
1600	2,356	0,563	1,453	0,347	1,538	0,367	1,876	0,446	1,475		1,471	0,351	1,503
1700	2,374	0,567	1,461	0,349	1,546	0,369	1,900	0,454	1,483		1,479	0,353	1,510
1800	2,391	0,571	1,469	0,351	1,554	0,371	1,921	0,459	1,490		1,487	0,355	1,520
1900	2,417	0,575	1,476	0,353	1,562	0,373	1,942	0,464	1,497		1,494	0,357	1,524
2000	2,422	0,578	1,483	0,354	1,569	0,375	1,963	0,469	1,504		1,501	0,359	1,530

В этом случае энтальпия золы, кДж/кг (ккал/кг), будет:

$$I_з = \frac{A^р}{100} a_{ун} c_з \vartheta_з, \qquad (2\text{-}58)$$

где $c_з$ — теплоемкость золы, кДж/(кг·К) или ккал/(кг·°С), может быть принята по табл. 2-8; величину $a_{ун}$ определяют по выражению (2-75).

Таблица 2-8

Усредненные значения теплоемкости золы твердых топлив, кДж/(кг·К), ккал/(кг·°С)

Температура, °С	$c_з$		Температура, °С	$c_з$	
	кДж/(кг·К)	ккал/(кг·°С)		кДж/(кг·К)	ккал/(кг·°С)
100	0,801	0,193	1100	0,995	0,238
200	0,842	0,202	1200	1,001	0,240
300	0,876	0,210	1300	1,045	0,250
400	0,899	0,215	1400	1,130	0,270
500	0,915	0,219	1500	1,172	0,280
600	0,930	0,223	1600	1,172	0,280
700	0,915	0,226	1700	1,212	0,290**
800	0,956	0,229	1800	1,212	0,290
900	0,969	0,232	1900	1,253	0,300
1000	0,98	0,235*	2000	1,253	0,300

* $c_з$ при температурах более 900°С даны с учетом теплоты перехода из твердого в жидкое состояние.
** Величины $c_з$ при температуре > 1600°С получены экстраполяцией.

Полная энтальпия дымовых газов, кДж/кг (ккал/кг) или кДж/м³ (ккал/м³), в этом случае составит:

$$I = I^{\circ}_{г} + (\alpha - 1) I^{\circ} + I_з. \qquad (2\text{-}59)$$

При определении энтальпии золы следует помнить, где расположен золоуловитель, знать его к. п. д. и при расчетах, связанных с энтальпией газов и золы после золоуловителя, это учитывать.

Таблица 2-7

от 0 до 1000—2000°С в кДж/(м³·К)(1) и ккал/(м³·°С(2) при постоянном давлении

дух ный	H_2		H_2S		CH_4		C_2H_6		C_3H_8		C_4H_{10}		C_5H_{12}	
2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
0,315	1,276	0,305	1,506	0,360	1,548	0,370	2,210	0,528	3,047	0,728	4,127	0,986	5,12	1,225
0,316	1,289	0,308	1,532	0,366	1,640	0,392	2,494	0,596	3,507	0,838	4,705	1,124	5,83	1,394
0,318	1,297	0,310	1,561	0,373	1,758	0,420	2,775	0,668	3,946	0,947	5,253	1,255	6,41	1,556
0,321	1,297	0,310	1,595	0,381	1,883	0,450	3,043	0,727	4,370	1,044	5,772	1,379	7,13	1,704
0,323	1,297	0,310	1,632	0,390	2,017	0,481	3,306	0,790	4,759	1,137	6,266	1,497	7,73	1,849
0,326	1,306	0,312	1,670	0,399	2,139	0,511	3,553	0,849	5,094	1,217	6,689	1,598	8,25	1,972
0,330	1,306	0,312	1,707	0,408	2,260	0,540	3,775	0,902	5,429	1,291	7,112	1,689	8,78	2,098
0,339	1,310	0,313	1,745	0,417	2,377	0,568	3,985	0,952	5,722	1,367	7,484	1,788	9,23	2,200
0,337	1,314	0,314	1,783	0,426	2,494	0,596	4,181	0,999	5,985	1,430	7,806	1,865	9,62	2,299
0,340	1,322	0,316	1,816	0,434	2,603	0,622	4,361	1,042	6,228	1,488	8,112	1,938	9,98	2,386
0,343	1,326	0,317	1,850	0,442	2,699	0,645	4,529	1,082	6,458	1,543	8,401	2,007	10,34	2,471
0,348					3,380									
0,349					3,480									
0,352														
0,354														
0,357														
0,359														
0,361														
0,363														
0,364														
0,366														

Если сжигается смесь двух или нескольких топлив, то необходимо определить массовую или объемную долю каждого топлива и вести расчеты раздельно для каждого топлива, а затем подсчитать по формулам смешения объем дымовых газов, воздуха и энтальпии.

Иногда количество каждого из топлив, сжигаемых в смеси, находят по количеству отдаваемой им теплоты. Так же, как и для объемов, величины энтальпий, найденные с помощью формул и выражений (2-55)—(2-59), удобно свести в табличную форму (табл. 2-9).

Таблица 2-9

Энтальпия газов, воздуха, золы и продуктов сгорания топлива, кДж/кг, кДж/м³ или ккал/кг, ккал/м³

Температура ϑ, °С	$I_г^о$	$I^о$	$c_з\vartheta$	$I_з = c_з\vartheta a_{ун}\frac{A^р}{100}$	$I = I_г^о + I^о(\alpha - 1) + I_з$											
					α_1		α_2		α_3		α_4		α_5		α_6	
					I	ΔI	I	ΔI	I	ΔI	I	ΔI	I	ΔI	I	ΔI

2-4. ТЕПЛОВОЙ БАЛАНС КОТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ

При сжигании топлива в топочной камере необходимая мощность котлоагрегата достигается выработкой (или подогревом) определенного количества пара (или воды) с заданными параметрами.

Расход сжигаемого топлива должен обеспечивать получение необходимого количества теплоты для образования пара (или подогрева воды) и восполнения тепловых потерь, сопровождающих работу котельной установки.

Распределение теплоты, вносимой в котлоагрегат при сжигании топлива, на полезно использованную теплоту и тепловые потери носит название теплового баланса.

В котельном агрегате степень использования теплоты топлива, или экономичность работы, характеризуют **коэффициентом полезного действия** (к.п.д.) агрегата.

При испытаниях котельной установки определяют величины отдельных потерь при установившемся состоянии агрегата или установки и составляют баланс теплоты, а при проектировании выбирают величины потерь и также составляют тепловой баланс установки на 1 кг или 1 м^3 топлива, внесенного в агрегат.

В тепловом балансе учитывается количество теплоты, поступившей в котлоагрегат (или установку) с горячим воздухом, при подогреве воздуха вне котлоагрегата и установки — $Q^{вн}_{взд}$, физическая теплота, внесенная топливом при его подогреве вне установки, и теплота, внесенная паром при распыливании им жидкого топлива или при подаче пара под колосниковую решетку — $Q_{физ}$.

Суммарное количество теплоты, внесенное в котельный агрегат, называют **располагаемой** теплотой, и оно подсчитывается по формуле, кДж/кг, кДж/м^3 или ккал/кг, ккал/м^3:

$$Q^р_р = Q^р_н + Q^{вн}_{взд} + Q_{физ}.$$

Располагаемая теплота расходуется на получение некоторого количества рабочего тела с нужными параметрами, которое называют использованным и обозначают через Q_1, кДж/кг, кДж/м^3 (ккал/кг, (ккал/м^3).

Для 1 кг твердого, жидкого или 1 м^3 газообразного топлива, кДж/кг, кДж/м^3 (ккал/кг, ккал/м^3), уравнение теплового баланса имеет вид:

$$Q^р_р = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6. \qquad (2\text{-}60)$$

В уравнении:

Q_2 — потеря теплоты с уходящими газами из агрегата или установки;

Q_3 — потеря теплоты от химической неполноты сгорания топлива;

Q_4 — потеря теплоты от механической неполноты сгорания топлива;

Q_5 — потеря теплоты агрегатом в окружающую среду;

Q_6 — потеря теплоты с физической теплотой шлака.

Если отнести все слагаемые баланса к теплоте сгорания $Q^р_н$ 1 кг или 1 м^3 топлива и выразить их в процентах, уравнение (2-60) примет вид:

$$100 = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6. \qquad (2\text{-}61)$$

Количество теплоты, вносимое в котельный агрегат воздухом, подогретым за счет постороннего источника теплоты, кДж/кг, кДж/м^3 (ккал/кг, ккал/м^3), определяется из следующего выражения:

$$Q^{вн}_{взд} = \alpha (I^о_1 - I^о). \qquad (2\text{-}62)$$

В формуле:

α — коэффициент избытка воздуха на входе в воздухоподогреватель, а при отсутствии его на входе в топочную камеру за вычетом присоса в ней;

$I^о_1$ и $I^о$ — энтальпии теоретически необходимого количества воздуха, подогретого вне котельного агрегата, и холодного воздуха, температура которого принимается равной 30°С.

Количество теплоты, внесенное с топливом, кДж/кг, кДж/м³ или ккал/кг, ккал/м³, находят по формуле

$$Q_{физ}=c_т t_т. \quad (2\text{-}63)$$

В формуле:

$c_т$ — теплоемкость топлива, кДж/(кг·К), кДж/(м³·К); или ккал/(кг·°С), ккал/(м³·°С) (см. табл. 2-10 и 2-7);

$t_т$ — температура топлива, °С.

Таблица 2-10

Теплоемкость сухой массы твердого и жидкого топлива, кДж/(кг·К), ккал/(кг·°С)

Топливо	$c_т$	
	кДж/(кг·К)	ккал/(кг·°С)
Антрацит и тощий уголь	0,92	0,22
Каменный уголь	1,09	0,26
Бурые угли и торф	1,13	0,27
Сланцы	0,88	0,21
Мазут	$1,74+0,0025\ t_т$	$0,415+0,0006\ t_т$

Эта теплота учитывается в тех случаях, когда температура жидкого или газообразного топлива превышает 30°С, твердого топлива — 20°С, а его влажность $W^р > \frac{Q^р_н}{150}$.

Если топливо поступает смерзшимся, на его размораживание по [Л. 12] приходится расходовать некоторое количество теплоты. Отметим, что количество теплоты, внесенное с топливом, обычно невелико и им в учебных расчетах можно пренебречь.

Количество теплоты, внесенное с паром при распыливании жидкого топлива или подаче пара под решетку, кДж/кг (ккал/кг), составляет:

$$G_{физ}=G_ф(i''—600). \quad (2\text{-}64)$$

В формуле:

$G_ф$ — расход пара, кг/кг топлива, принимаемый при распыливании жидкого топлива равным от 0,3 до 0,4 кг/кг, а при подаче пара под решетку — 0,7—0,8 кг/кг топлива;

i'' — энтальпия пара, кДж/кг(ккал/кг) (табл. 2-11).

Так как при сжигании твердого топлива подача пара под решетку применяется редко, а паровые форсунки в стационарных установках для жидкого топлива, в частности мазута, не всегда рациональны, для большей части установок это количество теплоты обычно равно нулю. Использованная теплота складывается из теплоты, пошедшей на подогрев воды, ее испарение и перегрев пара — первичный и вторичный, кДж/кг, кДж/м³ или ккал/кг, ккал/м³:

$$Q_1=Q_{под}+Q_{исп}+Q'_{пер}+Q''_{пер}. \quad (2\text{-}65)$$

В водогрейных котлах и теплофикационных водяных экономайзерах количество теплоты, пошедшее на подогрев воды, кДж/кг, кДж/м³ или ккал/кг, ккал/м³, составляет:

$$Q_{под}=\frac{G_в}{B}(i'_2-i'_1).$$

Таблица 2-11

Термодинамические свойства воды и водяного пара на линии насыщения

Давление, МПа	Температура насыщения $t_н$, °С	Удельный объем, м³/кг		Энтальпия, кДж/кг		Теплота испарения r, кДж/кг	Энтальпия, ккал/кг		Давление p, кгс/см²
		пара V''	воды $V' \times 10^3$	пара i''	воды i'		пара i''	воды i'	
0,020	60	7,65	1,02	2609	251	2358	623	60	0,20
0,025	65	6,21	1,02	2618	272	2346	623	65	0,25
0,030	69	5,23	1,02	2625	289	2336	627	68,7	0,30
0,035	73	4,60	1,03	2630	303	2327	628	72,2	0,35
0,040	76	4,00	1,03	2636	318	2318	629,5	75,4	0,40
0,050	81	3,40	1,03	2645	341	2304	631,6	81	0,50
0,060	86	2,75	1,03	2653	360	2293	633,5	85,5	0,60
0,070	90	2,39	1,03	2660	377	2283	635,1	89,5	0,70
0,080	93	2,11	1,04	2665	392	2273	636,4	93	0,80
0,09	97	1,89	1,04	2670	405	2265	637,6	96,3	0,90
0,10	99,5	1,71	1,04	2675	417	2258	639	99,2	1,00
0,12	104,4	1,44	1,05	2683	439	2244	640,7	104,4	1,20
0,15	111	1,17	1,05	2693	463	2230	643,1	111	1,50
0,20	120	0,89	1,06	2707	505	2202	646,3	119,9	2,00
0,30	133	0,62	1,07	2725	562	2163	650,7	133,4	3,00
0,50	151	0,38	1,09	2749	640	2109	656,3	152,1	5,00
0,60	158,5	0,32	1,10	2757	670	2087	659	160	6,0
0,70	165	0,28	1,11	2763	697	2066	660	166	7,0
0,80	170	0,24	1,11	2769	721	2048	661	171	8,0
0,90	175	0,22	1,12	2774	743	2031	662	176	9,0
1,0	180	0,195	1,13	2778	762	2016	664	181	10
1,2	188	0,17	1,14	2785	798	1987	665	190	12
1,4	195	0,14	1,15	2790	830	1960	666	197	14
1,5	198	0,13	1,15	2792	844	1948	667	201	15
2,0	212	0,10	1,18	2799	907	1892	669	216	20
2,2	217	0,091	1,18	2801	931	1870	669	221	22
2,4	222	0,084	1,19	2802	952	1850	669	226	24
2,6	226	0,077	1,20	2803	972	1831	670	231	26
3,0	234	0,068	1,21	2803	1008	1795	670	240	30
4,0	250	0,051	1,25	2801	1088	1713	669	258	40
4,2	253	0,048	1,26	2801	1095	1706	669	262	42
4,4	256	0,046	1,26	2795	1105	1690	668	265	44
4,6	259	0,044	1,27	2795	1120	1675	668	268	46
5,0	264	0,040	1,28	2794	1154	1640	667	274	50
6,0	275	0,032	1,32	2784	1214	1570	665	288	60
7,0	286	0,028	1,35	2772	1268	1504	663	301	70
8,0	295	0,024	1,38	2759	1317	1442	659	313	80
9,0	303	0,021	1,41	2743	1364	1379	656	324	90
10	311	0,018	1,44	2725	1408	1317	652	334	100
11	318	0,016	1,48	2705	1450	1255	647	344	110

В формуле:

$G_в$ и B — расходы воды и топлива, кг/с, м³/с (кг/ч, м³/ч);

i'_2 и i'_1 — энтальпия горячей и холодной воды, кДж/кг (ккал/кг); для температур воды до 150°С она может быть принята равной температуре, так как теплоемкость воды в этой области близка к единице (см. табл. 2-11).

В водяном экономайзере паровых котлоагрегатов возможны только подогрев воды или подогрев воды и частичное ее испарение, т. е. водяной экономайзер может быть некипящего и кипящего типа. Кроме того, в водяных экономайзерах паровых котлоагрегатов с барабанами нагревается дополнительное количество воды, с помощью которой удаляются из котла накапливающиеся во время работы соли и шлам, т. е.

вода, расходуемая на продувку, кДж/кг, кДж/м³ или ккал/кг, ккал/м³,

$$Q_{\text{под}}=Q_{\text{в.эк}}=\frac{D}{B}\left[i'-i'_{\text{п.в}}+\frac{D_{\text{пр}}}{D}(i'-i'_{\text{п.в}})\right]. \qquad (2\text{-}66)$$

В формуле:

D — количество пара, образовавшегося в котлоагрегате, кг/с (кг/ч);

B — расход топлива;

i' и $i'_{\text{п.в}}$ — энтальпии воды при давлении в котле и питательной воды, кДж/кг (ккал/кг);

$D_{\text{пр}}$ — количество воды, ушедшее на продувку, кг/с (кг/ч).

Для давления до 1 МПа (~10 кгс/см²) выражение для определения количества теплоты, пошедшей на подогрев воды, принимает вид:

$$Q_{\text{в.эк}}=\frac{D}{B}\left[t-t_{\text{п.в}}+\frac{D_{\text{пр}}}{D}(t-t_{\text{п.в}})\right].$$

При наличии поверхностного регулятора температуры перегретого пара энтальпия воды и температура ее перед водяным экономайзером растут за счет теплоты, полученной в регуляторе:

$$i'_{\text{п.в1}}=i'_{\text{п.в}}+\Delta i_{\text{р.п}}.$$

Если вода в экономайзере кипит, то энтальпия на выходе из него будет выше энтальпии котловой воды и количество пара, образовавшегося в экономайзере, %, можно найти из выражения

$$x=\frac{i''_{\text{в.э}}-i'}{r}\cdot 100\%.$$

Количество теплоты, пошедшее на испарение, кДж/кг, кДж/м³ (ккал/кг, ккал/м³), будет:

$$Q_{\text{исп}}=\frac{D}{B}(i''-i'), \qquad (2\text{-}67)$$

где i'' и i' — энтальпии насыщенного пара при давлении в барабане котла и воды при температуре насыщения.

Количество теплоты, пошедшее на перегрев пара в первичном или вторичном перегревателе, кДж/кг, кДж/м³ или ккал/кг, ккал/м³, можно подсчитать по выражению

$$Q_{\text{пе}}=\frac{D}{B}(i_{\text{пе}_1}-i''), \qquad (2\text{-}68)$$

где $i''_{\text{пе}_1}$ и i'' — энтальпии пара после и до перегревателя, кДж/кг, ккал/кг (табл. 2-12); при установке одного перегревателя энтальпия пара до него равна энтальпии за барабаном.

Суммируя слагаемые, входящие в величину использованной теплоты топлива, кДж/кг, кДж/м³ или ккал/кг, ккал/м³, можно получить:

$$Q_1=\frac{D}{B}\left[i''_{\text{пе}}-i'_{\text{п.в}}+\frac{D_{\text{пр}}}{D}(i'-i'_{\text{п.в}})\right]. \qquad (2\text{-}69)$$

При отсутствии перегревателя вместо энтальпии перегретого пара $i''_{\text{пе}}$ в формулу (2-69) ставят энтальпию насыщенного пара i''. Отнеся величину Q_1 к расчетному количеству теплоты, внесенному в котлоагрегат, и умножив его на 100%, получим:

$$q_1=\frac{Q_1}{Q_{\text{н}}}\cdot 100=\eta^{\text{бр}}_{\text{ка}},$$

или к. п. д. брутто $\eta^{\text{бр}}_{\text{ка}}$, %. Далее, если обозначить через Δi разность энтальпий пара, выходящего из агрегата, и питательной воды, то можно написать, что $Q_1=\frac{D}{B}\,\Delta i$; но, с другой стороны, $\frac{Q_1}{Q^{\text{р}}_{\text{н}}}=\eta^{\text{бр}}_{\text{ка}}$ или

Таблица 2·12

Термодинамические свойства перегретого водяного пара

Температура пара, °С	Давление																	
	1,4 МПа (14 кгс/см²)			1,8 МПа (18 кгс/см²)			2,2 МПа (22 кгс/см²)			2,4 МПа (24 кгс/см²)			3,3 МПа (33 кгс/см²)			4,0 МПа (40 кгс/см²)		
	V'', м³/кг	i''		V'', м³/кг	i''		V'', м³/кг	i''		V'', м³/кг	i''		V'', м³/кг	i''		V'', м³/кг	i''	
		кДж/кг	ккал/кг		кДж/кг	ккал/кг		кДж/кг	ккал/кг		кДж/кг	ккал/кг		кДж/кг	ккал/кг		кДж/кг	ккал/кг
240	0,163	2905	693,5															
250	0,167	2925	629	0,127	2910	695												
260	0,171	2950	704,2	0,131	2940	700,6												
270	0,175	2970	709,4	0,134	2960	706,2												
300	0,186	3040	725,1	0,143	3030	722,8	0,116	3015	720	0,105	3010	718,6						
310	0,190	3060	730,5	0,146	3050	728,2	0,118	3045	725,6	0,108	3035	724,3						
320	0,193	3080	735,8	0,149	3070	733,6	0,121	3070	731,1	0,110	3055	729,9						
330	0,197	3100	741,1	0,152	3095	738,9	0,123	3090	736,6	0,112	3075	735,4						
340	0,200	3130	746,4	0,155	3115	744,3	0,126	3110	742,2	0,115	3100	741						
350	0,204	3145	751,4	0,158	3140	749,7	0,128	3135	748	0,117	3132	746,6	0,083	3105	741,8	0,068	3095	737,7
360	0,208	3170	756,9	0,160	3165	755	0,130	3150	753,1	0,119	3150	752,1	0,085	3135	747,5	0,069	3110	743,8
370	0,211	3190	762,2	0,163	3185	760,3	0,133	3180	758,5	0,121	3175	757,6	0,087	3155	753,2	0,071	3140	749,7
430										0,134	3320	789,9	0,096	3300	786,8	0,079	3280	784,2
440										0,136	3335	795,3	0,098	3325	792,3	0,080	3320	789,8
450										0,138	3350	800,6	0,100	3340	797,7	0,082	3335	795,4
460													0,101	3365	803,1	0,083	3355	801
470													0,103	3390	808,5	0,084	3380	806,5

$Q_1 = Q^р{}_н \eta^{бр}_{ка}$. Приравнивая первое и последнее выражения для Q_1, кДж или ккал/ч, можно написать что

$$\frac{D}{B}\Delta i = Q^р{}_н \eta^{бр}_{ка} \quad \text{или} \quad D\Delta i = BQ^р{}_н \eta^{бр}_{ка}. \tag{2-70}$$

Эти выражения позволяют по заданному расходу теплоты $Q_1 = D\Delta i$, при известном топливе и к. п. д. агрегата определить расход топлива или во время испытаний, зная расход топлива, $Q^р{}_н$ и Δi, найти к. п. д. брутто котлоагрегата. Величину $\frac{D}{B}$ называют **видимой испарительностью** топлива, так как она показывает количество, кг, пара, полученное в данном агрегате при сжигании 1 кг топлива. Для сопоставления эффективности работы котлоагрегатов с разными приращениями энтальпий принято пересчитывать последние в условную величину $\Delta i_н = 2680$ кДж/кг, или 640 ккал/кг, которую назвали «нормальным» паром. В этом случае испарительность по «нормальному» пару, кг/кг, будет:

$$u_н = \frac{D}{B}\frac{\Delta i}{2680} = \frac{D}{B}\frac{\Delta i}{640}. \tag{2-71}$$

2-5. ПОТЕРИ ТЕПЛОТЫ И КОЭФФИЦИЕНТЫ ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ

В любом топочном устройстве при сжигании твердого топлива имеют место **потери теплоты от механического недожога топлива** Q_4. Эти потери принято разделять на три составляющие:

потери теплоты с провалом топлива, например, сквозь решетку $Q_4^{пр}$ с несгоревшим топливом в шлаке $Q_4^{шл}$ и с унесенными недогоревшими частицами топлива $Q_4^{ун}$.

Если взвешиванием определять количество провала, шлака и уноса, то потеря теплоты с каждым слагаемым, кДж/кг или ккал/кг, составит:

$$Q^х{}_4 = \frac{G^х}{B} Q^х. \tag{2-72}$$

В формуле:

$G^х$ — масса провала, шлака или уноса, кг/с или кг/ч.

$Q^х$ — теплота сгорания провала, шлака или уноса, кДж/кг или ккал/кг.

Вместо определения массы провала, шлака и уноса проще отобрать пробы шлака, провала и уноса и определить в них содержание горючих.

Считают, что теплота сгорания части топлива в провале, шлаке и уносе близка к теплоте сгорания углерода и равна 32 600 кДж/кг или 7800 ккал/кг.

Содержание горючих $Г_х$ в любой из слагающих потерь теплоты от механической неполноты горения связано с его зольностью $A_х$ следующим образом: $Г_х = 100 - A_х \cdot 100\%$. Тогда величина каждой из слагающих, кДж/кг или ккал/кг, будет:

$$Q^х{}_4 = \frac{G^х}{B}\cdot 32\,600\frac{Г^х}{100}, \quad \text{или} \quad Q^х{}_4 = \frac{G^х}{B}\cdot 7800\frac{Г_х}{100}. \tag{2-73}$$

Общее количество золы в топливе равно содержанию золы в провале, шлаке и уносе, взятых вместе; это позволяет написать, что

$$\frac{A^р B}{100} = \frac{A_{пр}G^{пр}}{100} + \frac{A_{шл}G^{шл}}{100} + \frac{A_{ун}G^{ун}}{100}. \tag{2-74}$$

Разделив каждый из членов написанного выражения (2-74) на величину $\frac{A^р B}{100}$ и обозначив частное через a с соответствующим индексом, получим:

$$1 = a_{пр} + a_{шл} + a_{ун}, \tag{2-75}$$

выражение, которое называют **з о л о в ы м б а л а н с о м.** Если известны два из трех слагаемых золового баланса, то третье может быть найдено как остаточный член; им обычно бывает доля золы в уносе, определение которой наиболее сложно. Зная долю золы в провале, шлаке и уносе из выражения

$$\frac{G^{х}}{B}=a_{х}\frac{A^{р}}{A^{х}}, \qquad (2\text{-}76)$$

можно определить массу провала, шлака или уноса. Теплота же сгорания каждого из них, кДж/кг, ккал/кг, может быть определена следующим образом:

$$Q_{х}=32\,600\,\frac{Г_{х}}{100} \text{ или } Q_{х}=7800\,\frac{Г_{х}}{100}. \qquad (2\text{-}77)$$

Тогда, пользуясь выражениями (2-72), (2-73), (2-76) и (2-77), напишем:

$$Q^{х}_{4}=\frac{G^{х}}{B}Q_{х}=32\,600a_{х}\frac{A^{р}}{A_{х}}\frac{Г_{х}}{100}=326a_{х}\frac{Г_{х}}{100-Г_{х}}A^{р}, \qquad (2\text{-}78)$$

или

$$Q^{х}_{4}=78a_{х}\frac{Г_{х}}{100-Г_{х}}A^{р}.$$

Потери теплоты с провалом и шлаком могут быть записаны аналогичным путем, и полная потеря теплоты от механической неполноты горения топлива, кДж/кг (ккал/кг), составит:

$$Q_{4}=Q_{4}^{пр}+Q_{4}^{шл}+Q_{4}^{ун}=326A^{р}\left[a_{пр}\frac{Г_{пр}}{100-Г_{пр}}+a_{шл}\frac{Г_{шл}}{100-Г_{шл}}+a_{ун}\frac{Г_{ун}}{100-Г_{ун}}\right],$$

или

$$Q_{4}=78A^{р}\left[a_{пр}\frac{Г_{пр}}{100-Г_{пр}}+a_{шл}\frac{Г_{шл}}{100-Г_{шл}}+a_{ун}\frac{Г_{ун}}{100-Г_{ун}}\right]. \qquad (2\text{-}79)$$

Выше было сказано, что потери теплоты принято считать в процентах от теплоты сгорания топлива и обозначать через q, %, тогда

$$q_{4}=\frac{Q_{4}}{Q^{р}_{н}}100=\frac{32\,600A^{р}}{Q^{р}_{н}}\left[a_{пр}\frac{Г_{пр}}{100-Г_{пр}}+a_{шл}\frac{Г_{шл}}{100-Г_{шл}}+a_{ун}\frac{Г_{ун}}{100-Г_{ун}}\right],$$

$$\text{или } Q_{4}=\frac{7800}{Q^{р}_{н}}\left[a_{пр}\frac{Г_{пр}}{100-Г_{пр}}+a_{шл}\frac{Г_{шл}}{100-Г_{шл}}+a_{ун}\frac{Г_{ун}}{100-Г_{ун}}\right]. \qquad (2\text{-}80)$$

Величина потерь теплоты от механической неполноты горения топлива и ее составляющих зависит от типа топочных устройств, интенсивности их работы — форсировки, рода и сорта топлива и некоторых других факторов. Суммарная потеря теплоты от механической неполноты горения топлива может составлять для слоевых топок от 1—2 до 18%, для камерных топок от 1 до 5%. Их величины определяют во время испытаний котлоагрегата, а для расчетов, принимают из [Л. 12 или 13].

Поскольку часть топлива из-за механической неполноты горения не сгорает, фактическое количество сгоревшего топлива $B_{р}$, кг/с или кг/ч, необходимое для подсчета объема дымовых газов и потерь теплоты с уходящими газами, определяется введением величины $\frac{100-q_{4}}{100}$:

$$B_{р}=B\,\frac{100-q_{4}}{100}. \qquad (2\text{-}81)$$

Если образовавшиеся в процессе сжигания твердого топлива или входящие в состав газообразного топлива горючие газы — окись углерода CO, водород H_2, метан CH_4 и тяжелые углеводороды C_nH_m — не про-

реагировали с кислородом и выходят из котельного агрегата, возникает **потеря теплоты от химической неполноты горения** топлива Q_3.

Величина потери теплоты Q_3 связана с выходом летучих веществ, процессом горения, подготовкой топлива к сжиганию, подачей воздуха в топочное устройство и рядом других факторов. При испытаниях величину Q_3 определяют отбором пробы газов и ее анализом.

Опыты показали, что потеря теплоты от химической неполноты горения топлива при сжигании его в слое лежит обычно в пределах от 0,5 до 3,0%, а при сжигании в камере — от 0,5 до 1,5%. При сжигании газообразных топлив с недостатком воздуха или при недостаточном перемешивании газа и воздуха эта потеря возрастает.

Если из анализа газов известны объемы CO, H_2, CH_4 и C_2H_6, то, зная величину теплоты сгорания каждого из них, кДж/кг, кДж/м^3 или ккал/кг, ккал/м^3, можно найти потери Q_3:

$$Q_3 = Q_{CO} + Q_{H_2} + Q_{CH_4} + Q_{C_2H_6}. \tag{2-82}$$

Обычно при подсчете потери теплоты Q_3 принимают, что все углеводороды в продуктах сгорания топлива представляют собой метан,

$$Q_3 = Q_{CO} + Q_{H_2} + Q_{CH_4} + Q_{C_nH_m} \approx Q_{CH_4}.$$

Тогда, воспользовавшись уравнениями (2-39), (2-41), можно преобразовать последнее выражение в следующий вид, кДж/кг, ккал/кг, если расчет вести на 1 кг топлива:

$$Q_3 = \frac{K^р\,(237\,CO + 201\,H_2 + 653\,CH_4)}{O_2 + CO + CH_4},$$

или

$$Q_3 = \frac{K^р\,(56{,}7\,CO + 48\,H_2 + 156\,CH_4)}{O_2 + CO + CH_4}. \tag{2-83}$$

Если в продуктах сгорания топлива содержится только CO, последнее выражение принимает вид:

$$Q_3 = 237K^р\frac{CO}{O_2 + CO}, \text{ или } Q_3 = 56{,}7K^р\frac{CO}{O_2 + CO}.$$

Потерю теплоты Q_3 принято относить к расчетной теплоте сгорания данного топлива. Давая ее в процентах, получим:

$$q_3 = \frac{Q_3}{Q^р_н}\cdot 100\%. \tag{2-84}$$

При проектировании котлоагрегатов значения величины потерь теплоты q_3 принимают по опытным данным [Л. 12—14].

Потеря теплоты с уходящими газами происходит из-за того, что из котлоагрегата продукты сгорания выходят в атмосферу с температурой, превышающей температуру окружающей среды.

Величина потери теплоты с уходящими газами равна разности энтальпий продуктов сгорания на выходе из последней поверхности нагрева и энтальпии окружающего воздуха, кДж/кг, кДж/м^3 или ккал/кг, ккал/м^3:

$$Q_2 = I_{ух} - \alpha_{ух} I^{о}. \tag{2-85}$$

Эту разность относят к $Q^р_н$ топлива и выражают в процентах:

$$q_2 = \frac{Q_2}{Q^р_н}\cdot 100\%. \tag{2-86}$$

Для уменьшения потерь теплоты с уходящими газами устанавливают водяные экономайзеры и воздухоподогреватели, принимая специальные меры для защиты поверхностей нагрева, работающих при низких температурах, от коррозии. При этом для котлоагрегатов малой производительности температура уходящих газов составляет 150—210°С, для котлов средней производительности температуру уходящих газов выбирают 110—170°С.

Таблица 2-13

Ориентировочные значения температур уходящих газов и горячего воздуха для котельных агрегатов небольшой производительности

Топливо	Температура уходящих газов, °С из котельного агрегата с теплопроизводительностью, МВт или Гкал/ч			Температура горячего воздуха, °С, при сжигании		Температура воздуха на входе в воздухоподогреватель, °С
	от 23,2 до 58 или от 20 до 50 на среднее давление	от 2,32 до 23,2 или от 2 до 20 на низкое давление	от 2,32 до 58 или от 2 до 50 водогрейных	в слое	в камере	
Каменные угли с $W^п \leqslant 6\%$	120—150	120—150	160—200	До 200	До 400	30
Бурые угли с $W^п = 6—16\%$	120—170	120—170	180—210	До 250	До 400	45—55
Торф и топливо с $W^п > 16\%$	130—180	130—180	190—220	До 250	380—400	60—65
Мазут и природный газ	130—160	130—170	180—230	—	300—350	60—80
Природный газ	110—130	120—140	150—180	—	—	30

При отсутствии хвостовых поверхностей температуры уходящих газов существенно выше и составляют от 250 до 400°С, увеличиваясь с уменьшением единичной производительности агрегата, понижением давления пара и упрощением установки. Наиболее высокие температуры уходящих газов имеют котлоагрегаты и котлы с жаровыми трубами вертикального и горизонтального типа, чугунные водогрейные котлы, работающие обычно с естественной тягой.

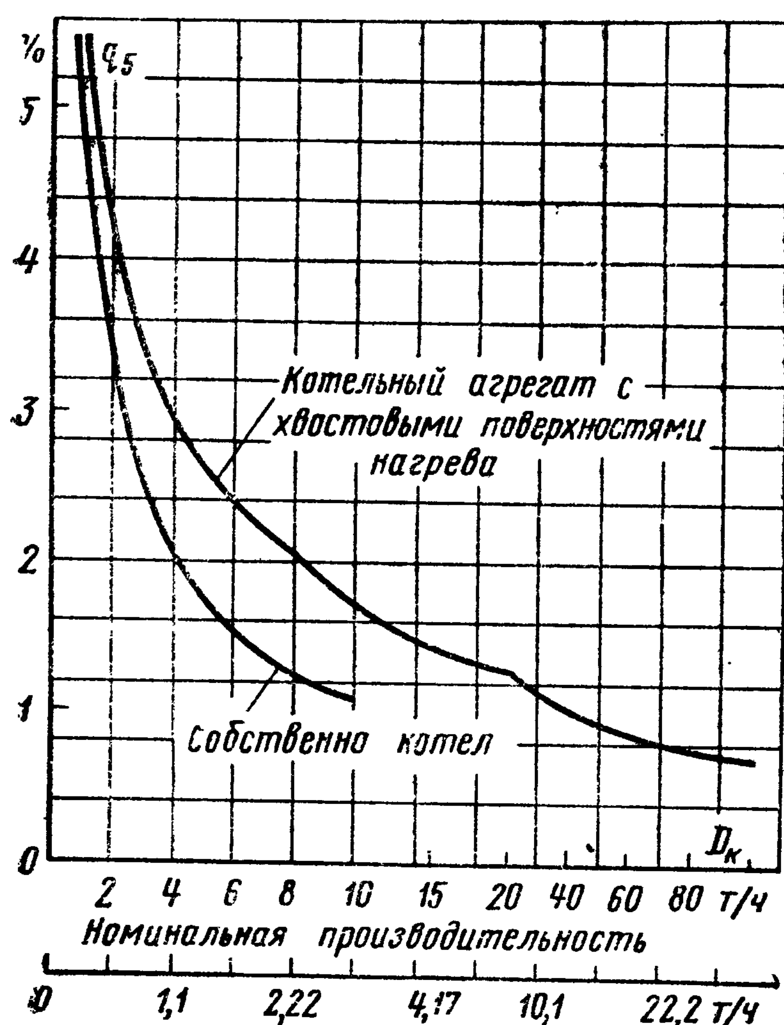


Рис. 2-7. Потери тепла в окружающую среду собственно котлом и котельным агрегатом.

Для возможности выбора температуры уходящих газов для паровых и водогрейных котлоагрегатов небольшой производительности и определения типа хвостовых поверхностей нагрева — водяного экономайзера, и воздухоподогревателя приведена табл. 2-13.

При определенных размерах поверхностей нагрева у работающего котлоагрегата потери теплоты с уходящими газами будут зависеть от степени наружного загрязнения поверхностей нагрева; с увеличением загрязнения температура уходящих газов и потери теплоты q_2 будут расти. Потери теплоты q_2 увеличиваются с ростом нагрузки котлоагрегата, увеличением объема газов из-за роста избытка воздуха в топочной камере и увеличения присосов воздуха по газоходам котельного агрегата. Следовательно,

избыток воздуха в топочной камере необходимо выбирать таким образом, чтобы сумма потерь теплоты от химической, механической неполноты сгорания топлива и с уходящими газами была минимальной.

Потеря теплоты в окружающую среду или от наружного охлаждения происходит из-за того, что при работе котельного агрегата наружные поверхности, ограждающие элементы котлоагрегата, даже будучи покрыты изолирующими материалами, отдают теплоту окружающему воздуху конвекцией и радиацией. Эта потеря теплоты зависит от качества изолирующих материалов, их толщины, состояния и величины наружных поверхностей, приходящихся на единицу теплопроизводительности агрегата. Чем больше производительность агрегата, тем меньше приходится на единицу теплопроизводительности ограждающих поверхностей и тем ниже потери. Их определяют испытаниями, и по ним построены кривые, приведенные на рис. 2-7.

Более просто можно определять потери теплоты в окружающую среду при обработке результатов опытов как остаточный член теплового баланса, однако в этом случае в него войдут и все неувязки баланса проведенных испытаний, кДж/кг, кДж/м³ или ккал/кг, ккал/м³:

$$Q_5 = Q^{\text{р}}_{\text{р}} - [Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_6]. \tag{2-87}$$

Потери теплоты от наружного охлаждения принято, так же как и все остальные потери, относить к расчетному количеству теплоты, вносимой в котлоагрегат, и выражать в процентах:

$$q_5 = \frac{Q_5}{Q^{\text{р}}_{\text{н}}} \cdot 100\%. \tag{2-88}$$

При проектировании котлоагрегатов потери теплоты q_5 находят с помощью графика, приведенного на рис. 2-7. В тех случаях, когда надо определить величину q_5 при нагрузках агрегата, отличающихся от номинальной более чем на 25%, эту потерю пересчитывают по формуле

$$q^{\text{х}}_5 = q_5 \frac{D}{D_{\text{х}}}, \tag{2-89}$$

где $D_{\text{х}}$ — нагрузка, меньшая номинальной.

Принято, что потери теплоты от наружного охлаждения распределяются по элементам котлоагрегата следующим образом: на топочное устройство приходится 50%, а на каждый другой элемент или газоход

$$q^i_5 = \frac{0,5}{i} q_5, \ \%, \tag{2-90}$$

где i — число элементов или газоходов котлоагрегата.

Принимая для упрощения, что величина q_5 данного газохода или элемента пропорциональна количеству теплоты, передаваемому поверхностям нагрева в этом газоходе, ввели понятие коэффициента сохранения теплоты

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{100}$$

или более точно

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{\eta^{\text{бр}}_{\text{ка}} + q_5}, \tag{2-91}$$

когда величина q_5 больше 2% и к. п. д. котлоагрегата ниже 85%.

При камерном сжигании твердых топлив с жидким удалением шлака, а иногда при камерном и слоевом сжигании и сухом шлаке, удаляемом при высоких температурах, имеет место потеря с физической теплотой шлака. Величина этой потери может быть определена из выражения

$$q_{6шл} = \frac{a_{шл}(c_3 t_3)}{Q^р_н} A^р, \ \%, \quad \text{или} \quad q_{6шл} = \frac{Q_{6шл}}{Q^р_н} \cdot 100\%. \qquad (2\text{-}92)$$

В этом выражении $a_{шл} = 1 - a_{пр} - a_{ун}$, величина, определяемая из золового баланса [см. уравнение (2-75)], при слоевом сжигании топлива и $a_{шл} + a_{пр} = 1 - a_{ун}$ при камерном сжигании. Величина $c_3 t_3$ определяется из выражения (2-58) или из табл. 2-8. При слоевом и камерном сжигании твердого топлива с сухим удалением шлака эта величина может не учитываться, если $A^р \leqslant \frac{Q^р_н}{100}$, %.

Температура шлаков при их удалении в сухом виде принимается равной 600°C; в жидком — равной $t_3 + 100$°C, где t_3 — температура жидкоплавкого состояния золы.

Иногда у слоевых топок имеются панели и балки, охлаждаемые водой, которая в них нагревается. Если эта теплота не используется, то величина потери теплоты на охлаждение панелей и балок равна:

$$q_{6охл} = \frac{100 \cdot 10^3 H_{охл}}{Q_{ка}} \cdot 100\%, \quad \text{или} \quad q_{6охл} = \frac{Q_{6охл}}{Q^р_н} \cdot 100\%. \qquad (2\text{-}93)$$

В формуле:

$H_{охл}$ — суммарная поверхность нагрева балок и панелей, обращенная в топку, м²;

$Q_{ка}$ — полное количество теплоты, воспринятое в котлоагрегате.

Сумма потерь теплоты с шлаком и водой дает величину $q_6 = q_{6шл} + q_{6охл}$, %.

Суммарная потеря теплоты котельным агрегатом будет равна:

$$\Sigma q = q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_{6охл} + q_{6шл}, \ \%. \qquad (2\text{-}94)$$

Для сравнения разных способов сжигания топлива и сопоставления топочных устройств используют коэффициент полезного действия топки:

$$\eta_т = 100 - [q_3 + q_4 + q_5 + q_{6шл} + q_{6охл}], \ \%, \qquad (2\text{-}95)$$

где все входящие в данное выражение величины и способы их нахождения были рассмотрены ранее. Использованная в котельном агрегате теплота 1 кг или м³ топлива дает к. п. д. брутто:

$$\eta^{бр}_{ка} = \frac{Q_1}{Q^р_н} 100 = \frac{D\Delta i}{BQ^р_н} \cdot 100\%.$$

Иногда из количества теплоты, которое передано в котлоагрегате, вычитают количество теплоты, пошедшее на собственные нужды котельного агрегата, которое обозначают через $Q_{с.н}$, кДж/с или ккал/ч. Если отнести это количество теплоты к 1 кг или 1 м³ топлива и пересчитать электроэнергию в теплоту, отнеся ее к теплоте сгорания топлива, то получим величину теплоты, пошедшей на собственные нужды, %:

$$q_{с.н} = \frac{Q_{с.н}}{Q^р_н} \cdot 100\%. \qquad (2\text{-}96)$$

Вычтя из к. п. д. брутто величину теплоты, пошедшей на собственные нужды котельного агрегата, $q_{с.н}$ получают к. п. д. нетто котельного агрегата, %:

$$\eta^{н}_{ка} = \eta^{бр}_{ка} - q_{с.н}, \qquad (2\text{-}97)$$

величину, требующуюся при оценке разных конструкций котлоагрегатов.

2-6. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ТОПОЧНЫХ УСТРОЙСТВАХ

В котельных агрегатах применяют два основных типа топочных устройств: для слоевого сжигания топлива и для камерного. Оба типа топочных устройств могут быть весьма разными по конструктивному оформлению, связанному с характеристиками топлива — выходом летучих, зольностью, влажностью, величиной кусков, свойствами шлака, содержанием в топливе серы и т. д.

Слоевое сжигание кусков твердого топлива осуществляется на колосниковой решетке, размещенной в объеме топки, а воздух, необходимый для горения топлива, поступает под решетку.

Камерное сжигание топлива осуществляется во взвешенном состоянии в потоке воздуха (твердого в пылевидном состоянии), а воздух, необходимый для горения, подают в этот же объем. Объем, предназначенный для сжигания всего или части топлива, называют топочным пространством (камерой) и обозначают через $V_т$. Топочное устройство принято характеризовать его тепловой мощностью, площадью колосниковой решетки R и объемом топочной камеры. Количество теплоты, выделяющееся в топочном устройстве в течение часа, называют мощностью, МВт или ккал/ч, и определяют из выражения

$$Q = BQ^{р}_{н}. \qquad (2\text{-}98)$$

В слоевых топках различают полную площадь колосниковой решетки R и «зеркала горения» $R_{з.г}$. В топках с неподвижной колосниковой решеткой обычно $R = R_{з.г}$; у топок с цепными, наклонно переталкивающими решетками площадь зеркала горения меньше полной площади из-за наличия различных устройств.

Работа слоевой топки может быть оценена величиной видимого теплового напряжения колосниковой решетки или зеркала горения, кВт/м² или ккал/(м²·ч):

$$\frac{Q}{R} = \frac{BQ^{р}_{н}}{R} \quad \text{или} \quad \frac{Q}{R_{з.г}} = \frac{BQ^{р}_{н}}{R_{з.г}}, \qquad (2\text{-}99)$$

т. е. количеством теплоты, выделившимся в единицу времени на единице площади.

Количество теплоты, выделяющееся в единицу времени в единице объема топочной камеры, называют видимым тепловым напряжением топочного пространства и определяют из выражения, кВт/м³ или ккал/(м³·ч):

$$\frac{Q}{V_т} = \frac{BQ^{р}_{н}}{V_т} = q_V. \qquad (2\text{-}100)$$

Для камерных топок пользуются также понятием видимого теплового напряжения сечения топочной камеры $F_{топ}$, МВт/м² или Мкал/(м²·ч), определяемого как

$$\frac{Q}{F_{топ}} = \frac{BQ^{р}_{н}}{F_{топ}} = q_F,$$

где $F_{топ}$ — горизонтальное сечение камеры на уровне осей горелок, м².

Если в основном топливо зажигается от лежащего на решетке неподвижного горящего слоя, это зажигание называют нижним. Если зажигание топлива происходит за счет излучения пламени над горящим слоем, то такое зажигание называют верхним.

В топках с неподвижной колосниковой решеткой имеют место оба вида зажигания топлива; при движении колосниковой решетки преобладает менее эффективное верхнее зажигание топлива.

Топочные устройства для слоевого сжигания топлива разделяют в зависимости от способа подачи, характера перемещения топлива по колосниковой решетке, перемещения решетки и состояния слоя топлива. При неподвижном слое топлива, отсутствии механизмов для его перемещения по длине или ширине колосниковой решетки топочное устройство является простейшим; обычно оно загружается топливом вручную и называется ручной топкой. Такое топочное устройство используют только для небольших котлов с мощностью до 1,16 МВт (1 Гкал/ч).

В соответствии с правилами Госгортехнадзора все котлоагрегаты с производительностью более 1,16 МВт (2 т/ч или более 1 Гкал/ч), предназначенные для сжигания твердого топлива, должны иметь механизированные топочные устройства. Этой механизацией могут быть охвачены подача топлива в бункер, расположенный выше топочного устройства, подача топлива на решетку и перемещение его по последней.

Промежуточными между слоевыми и камерными топками для сжигания твердого топлива являются топки с псевдоожиженным или «кипящим» слоем топлива. В них на мелкозернистые частицы топлива действует поток воздуха и газов, в силу чего частицы топлива переходят в подвижное состояние и совершают движение — циркуляцию в слое и объеме. Скорость воздуха и выделившихся газов не должна превышать определенной величины, по достижении которой начинается унос частиц топлива из слоя. Скорость потока, при которой начинается движение частиц — «кипение», называют критической. Такие топки требуют одинакового размера кусков топлива. Слоевые топки применяют для агрегатов с теплопроизводительностью до 30—35 МВт (25—30 Гкал/ч); для более крупных котлоагрегатов приняты топочные устройства с камерным сжиганием и предварительной подготовкой топлива. Топливо до поступления в камерные топки измельчается до размера частиц в несколько микрометров. Первичный воздух, транспортирующий твердое топливо, имеет меньшую по сравнению с вторичным температуру, а его количество меньше потребного для сгорания. Топливо и воздух в камерные топки подают через специальные горелки, расположение которых на стенах топочной камеры может быть различным. Иногда часть вторичного воздуха подают в виде острого дутья через сопла с повышенными скоростями для изменения положения факела в топочной камере.

Для сжигания жидкого топлива применяют камерные топки, на стенах которых размещают с фронта или встречно форсунки с механическим, воздушным, паровым или смешанным распыливанием топлива. Воздух, необходимый для сгорания топлива, подают в устройство для установки форсунки с тем, чтобы он поступал по возможности ближе к основанию (корню) факела и чтобы иметь минимальный избыток воздуха; мазут иногда сжигают в топочных камерах с предтопками — циклонами.

Газообразное топливо сжигают в камерных топках, применяя горелки различных типов. Последние различают по ряду признаков: давлению газа перед горелками — низкому, среднему и высокому; конструктивным особенностям; характеру смешения — частичному или полному — газа и воздуха в горелках; по способу подвода газа и воздуха: однопроводные — с подводом только газа и двухпроводные — когда в горелку введены газ и воздух по специальным трубам и коробам; по характеру пламени — светящемуся или слабосветящемуся и по длине факела — длинного или короткого.

Обычно в камерных топках требуется обеспечить сжигание двух видов топлива — твердого и жидкого, жидкого и газообразного, твердого и газообразного. Вследствие этого горелки конструктивно выполняют большей частью таким образом, чтобы иметь возможность устанавливать их минимальное количество, т. е. делают их комбинированными для двух и даже трех видов топлива. Камерные топки выполняют для котлоагрегатов практически любой производительности.

Все топочные устройства по положению относительно котельного агрегата прежде было принято делить на внутренние, нижние и выносные. В современных агрегатах топочные камеры выполняются с максимально возможным экранированием.

2-7. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕПЛОТЫ В РАДИАЦИОННЫХ И КОНВЕКТИВНЫХ ПОВЕРХНОСТЯХ НАГРЕВА

Выделившаяся при сгорании топлива теплота должна быть использована для повышения энтальпии теплоносителя. Передача теплоты от нагретых продуктов сгорания топлива к теплоносителю (воде, пару и др.) может происходить радиацией (излучением), конвекцией (соприкосновением), а также может осуществляться и совместно — радиацией и конвекцией. Источниками излучения в котлоагрегатах являются слой или факел горящего топлива, нагретые продукты сгорания топлива и ограждающие внутри топку поверхности — потолок, пол и стены, если их температура достаточно высока. Излучение слоя, факела и несветящихся продуктов сгорания называют прямым или непосредственным, излучение поверхностей — косвенным или отраженным.

Связь между количеством теплоты, переданной излучением $Q_л$ от одного источника с абсолютной температурой T другому, воспринимающему телу с поверхностью $F_{ст}$ и абсолютной температурой $T_{ст}$, выражается, МВт или ккал/ч, следующим уравнением:

$$Q_л = cF_{ст}x\left[\left(\frac{T}{100}\right)^4 - \left(\frac{T_{ст}}{100}\right)^4\right]. \qquad (2\text{-}101)$$

В формуле:

c — коэффициент излучения источника теплоты, кВт/(м^2·К^4) или ккал/(м^2·ч·°С^4);

x — коэффициент облученности тепловоспринимающих стен.

Кроме теплоты, переданной излучением, в топочной камере и газоходах имеет место отдача теплоты конвекцией. Для определения количества теплоты, переданного в основном конвекцией, используют следующее уравнение, МВт или ккал/ч:

$$Q = kH\Delta t_m. \qquad (2\text{-}102)$$

В формуле:

k — коэффициент теплопередачи от продуктов сгорания к рабочему телу, Вт/(м^2·К) или ккал/(м^2·ч·°С);

Δt_m — средняя разность температур между продуктами сгорания и рабочим телом в пределах данной поверхности нагрева, °С;

H — поверхность нагрева, через которую идет теплообмен, м^2.

Распределение теплоты, переданной излучением и конвекцией, зависит от температурного уровня: чем выше температура продуктов сгорания, тем большее количество теплоты будет передано излучением. Температура продуктов сгорания топлива при движении около поверх-

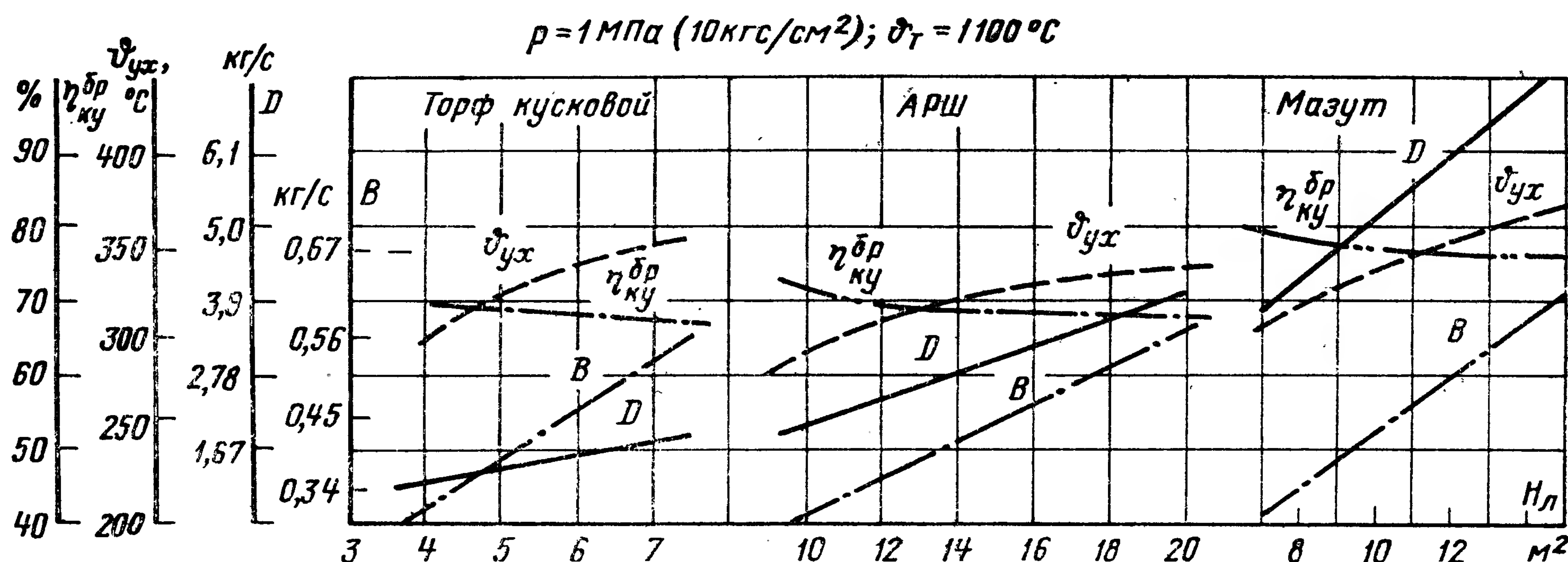


Рис. 2-8. Изменение производительности агрегата D, расхода топлива B, температуры уходящих газов $\vartheta_{ух}$ и к. п. д. $\eta^{бр}{}_{ку}$ в зависимости от величины лучевоспринимающей поверхности нагрева $H_л$, м^2.

ностей нагрева постепенно уменьшается, а рабочего тела возрастает. Вода нагревается до температуры насыщения и затем испаряется; с момента начала и до конца процесса испарения температура воды при постоянном давлении будет неизменной.

Следовательно, количество теплоты, переданное в агрегате, может быть найдено из уравнения

$$Q = B_р(I_т - I_{ух}) - Q_5 - Q_6 = cF_{ст}x\left[\left(\frac{T}{100}\right)^4 - \left(\frac{T_{ст}}{100}\right)^4\right] + kH\Delta t_m. \quad (2\text{-}103)$$

С другой стороны, количество теплоты, воспринятое рабочим телом в агрегате, равно $Q = D\Delta i$, см. выражение (2-70). Приравнивая выражения (2-70) и (2-103), получаем:

$$D\Delta i = cF_{ст}x\left[\left(\frac{T}{100}\right)^4 - \left(\frac{T_{ст}}{100}\right)^4\right] + kH\Delta t_m.$$

Таким образом, имея два уравнения: теплообмена в агрегате и теплового баланса, можно решать задачи расчетного и конструктивного направления — находить температуры рабочего тела или газов и определять размеры поверхностей нагрева для передачи нужного количества теплоты. В современных котельных агрегатах количество теплоты, переданное излучением, составляет больше половины общего количества теплоты, воспринятого от продуктов сгорания топлива. Для котельных агрегатов малой и средней производительности связь между лучевоспринимающей поверхностью нагрева, производительностью, расходом топлива, температурой уходящих газов и к. п. д. установки показана на рис. 2-8 для случаев сжигания торфа, АРШ и мазута [Л. 15].

При передаче теплоты конвекцией следует стремиться к получению в данной поверхности нагрева максимальной разницы температур между греющим и нагреваемым телом, т. е. противотоку. В испаряющих поверхностях нагрева температура рабочего тела практически постоянна и для передачи теплоты следует иметь достаточной величины разность между греющими газами и подобными поверхностями при любых направлениях потоков тел, обменивающихся теплотой. Подогрев рабочего тела до температуры кипения целесообразно выносить в область пониженных температур греющего тела и осуществлять в поверхностях нагрева газохода противоток, что следует из рис. 2-9, показывающего

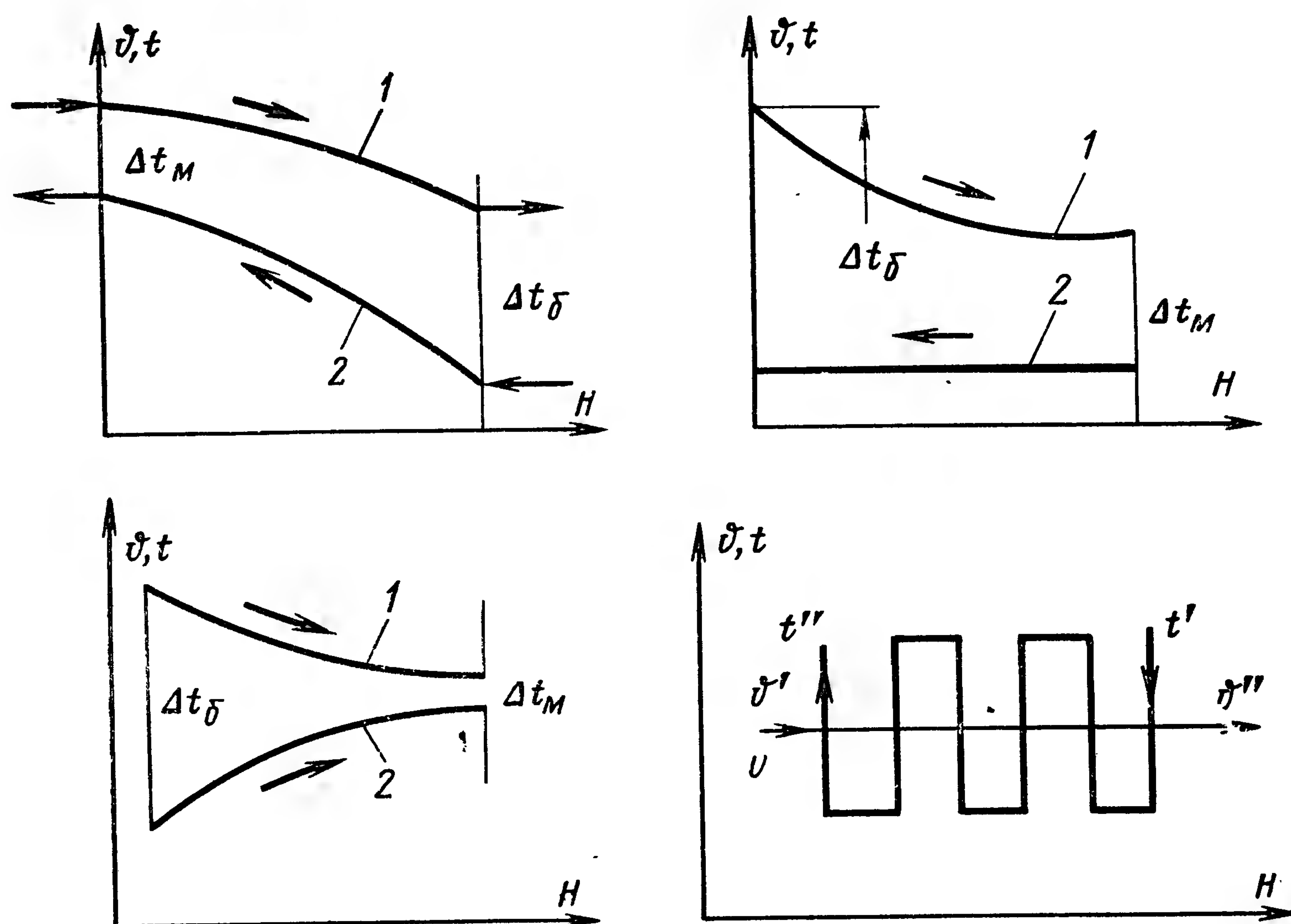


Рис. 2-9. Изменение температур греющего и нагреваемого тела при противотоке, перекрестном и параллельном токе.

1 — греющий поток; *2* — нагреваемое тело; ϑ — температура греющего потока; t — нагреваемого тела, H — поверхность нагрева.

изменения температур греющего и нагреваемого тел при разных направлениях потоков. Учитывая выполнение поверхностей нагрева современных котлоагрегатов из большого числа труб сравнительно малого диаметра, чистый противоток в агрегатах не удается осуществить и приходится пользоваться схемой перекрестного многократного комбинированного тока, показанного на рис. 2-9, все же близкого к противотоку.

Поверхности нагрева, в которых передача теплоты от греющего к нагреваемому телу идет при постоянном направлении потока теплоты через стенку, называют рекуперативными; если же сначала нагревают промежуточное тело, а затем теплота отводится к нагреваемому телу, — регенеративными, их иногда используют для подогрева воздуха.

При передаче теплоты в конвективных поверхностях нагрева стремятся повышать скорость движения газов (продуктов сгорания топлива) для увеличения количества переданной теплоты. Однако рост скорости продуктов сгорания увеличивает и сопротивление их движению, т. е. требует усиления тяги или дутья при работе с наддувом и соответствующего увеличения расхода электроэнергии. При сжигании твердого

топлива и наличии летучей золы в дымовых газах увеличение их скорости для ряда топлив не может быть допущено из-за износа золой (эрозии) металла поверхностей нагрева. В силу указанных причин скорость движения продуктов сгорания в конвективных поверхностях нагрева ограничивают определенными значениями, найденными путем технико-экономических расчетов. Охлаждение продуктов сгорания топлива в конвективных поверхностях нагрева также ограничено рядом факторов, из которых важнейшими являются стоимость поверхностей нагрева, допустимость пониженных температур дымовых газов по условиям коррозии, расход энергии на тягу, стоимость топлива и энергии и некоторые другие.

2-8. ОСНОВЫ ТЕПЛОВОГО РАСЧЕТА КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА

Тепловой расчет котельного агрегата проводят со следующими целями:

определение конструктивных характеристик и размеров радиационных и конвективных поверхностей нагрева;

определение температур рабочего тела и продуктов сгорания топлива или другого теплоносителя, используемого для повышения температур и энтальпий рабочего тела.

Ниже изложена методика проверочного теплового расчета, выполняемого с целью определения характеристик рабочего тела и дымовых газов для серийно выпускаемых агрегатов. Проверочный тепловой расчет следует проводить после составления и расчета тепловой схемы источника теплоснабжения, когда известны следующие данные:

производительность котельного агрегата;

конечные параметры рабочего тела — давление, температура воды, пара — после котлоагрегата;

вид и характеристики используемого топлива;

способ сжигания топлива, тип топочного устройства;

температуры рабочего тела, обычно воды и воздуха, поступающих в котельный агрегат;

тип и конструктивные характеристики котельного агрегата;

способы подачи воздуха и удаления продуктов сгорания из котлоагрегата;

качество воды, поступающей в котельный агрегат, и требования потребителя к качеству пара.

При реконструкции котлоагрегата иногда требуется выбирать тип водяного экономайзера, воздухоподогревателя, способ регулирования температуры перегретого пара и температуру уходящих газов. Тепловой расчет следует начинать с выяснения элементарного состава и теплоты сгорания рабочей массы топлива; при подсушке и размоле с удалением испаренной влаги в атмосферу необходимо пересчитать состав топлива и его теплоту сгорания на новую влажность, с которой топливо поступает в топочное устройство рассчитываемого котлоагрегата. Характеристики топлива даются в справочниках, см., например, [Л. 12, 13], а для некоторых топлив приведены в табл. 1-3, 1-4, 1-6, 1-10 и 1-11.

Зная состав топлива, способ его сжигания и тип топки, следует с помощью формул (2-21) и (2-22) определить количество теоретически необходимого воздуха. При принятом типе топочного устройства следует с помощью табл. 2-5 выбрать величину избытка воздуха. Там же можно найти примерные значения присосов холодного воздуха по газоходам или элементам агрегата и определить в каждом из них величину

избытка воздуха. Для расчета объема и состава продуктов сгорания необходимо составить табл. 2-6 и с помощью выражений (2-34) для твердых и жидких топлив и (2-46) для газообразного найти теоретический объем сухих газов.

Затем, используя выражения (2-36) для твердого и жидкого топлив и (2-47) для газообразного топлива, найти теоретические объемы водяных паров. Зная избытки воздуха по газоходам и элементам котлоагрегата, можно с помощью выражений (2-35), (2-37) и (2-45) найти действительные объемы сухих газов, водяных паров и полный объем продуктов сгорания твердого или жидкого топлива, а для газообразного по выражению (2-50).

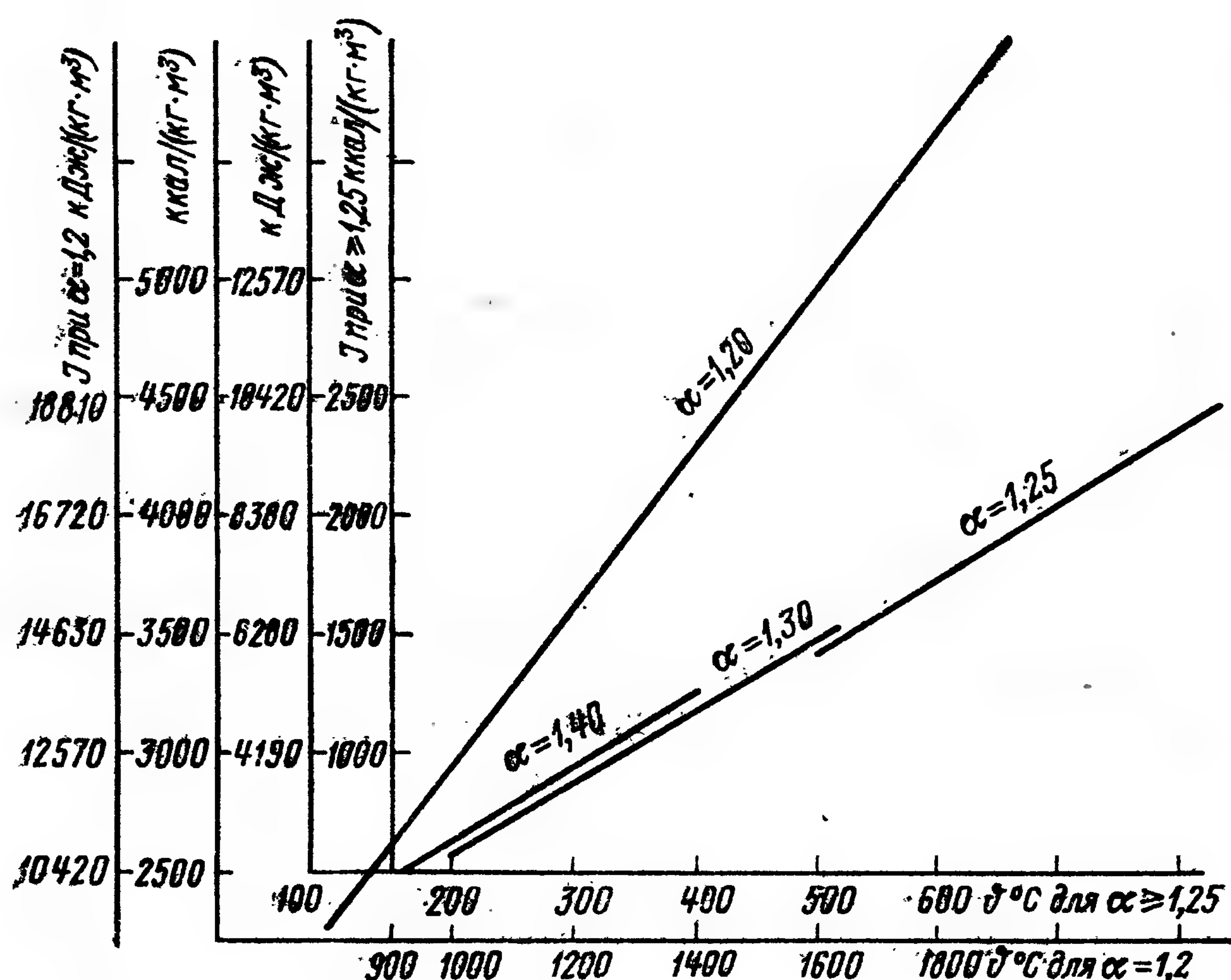


Рис. 2-10. Пример I-ϑ-диаграммы.

Проверить расчет можно по [Л. 12 и 13]. Используя выражения (2-51), находят объемные доли или парциальные давления трехатомных газов и водяных паров в элементах агрегата и вносят их в табл. 2-6, куда заносят и результаты расчетов по определению массы продуктов сгорания, найденной с помощью выражений (2-52) и (2-53).

При расчете котлоагрегатов на твердом топливе в ту же таблицу обычно вносят и величины концентраций летучей золы в дымовых газах, найденные по (2-54). Имея объемы воздуха и продуктов сгорания топлива, можно перейти к определению их энтальпии, используя для этого величины теплоемкостей, взятые из табл. 2-7, последовательно заполняя таблицу формы 2-9. Энтальпию теоретического объема дымовых газов подсчитывают по выражению (2-56), энтальпию теоретически необходимого количества воздуха по выражению (2-55) и золы по выражению (2-58). Для проверки расчетов целесообразно построить диаграмму зависимости энтальпии от температуры при нескольких избытках воздуха по типу рис. 2-10.

После определения состава, количества и энтальпий продуктов сгорания топлива следует определить расход топлива из выражения (2-70); к. п. д. находят после составления теплового баланса или берут по расчетным (заводским) данным из каталогов и справочников, например из [Л. 13].

Для котлоагрегатов, в которых сжигается жидкое или газообразное топливо, сумма потерь теплоты определяется значениями q_2, q_3 и q_5. Величина q_5, как уже отмечалось, может быть найдена из рис. 2-7 и пересчитана по формулам (2-89) и (2-90). Потери теплоты с уходящими газами q_2 определяются по формулам (2-85) и (2-86), в которых температуру уходящих газов можно взять по справочникам.

При установке за котлоагрегатом водяного экономайзера количество теплоты, воспринятое водой, можно найти, если задаться температурой уходящих газов, величина которой для котлов небольшой производительности может быть взята из табл. 2-13; там же даны температуры поступающего воздуха, необходимые для защиты стальных воздухоподогревателей от интенсивной коррозии. При сжигании твердых топлив к потерям теплоты q_2, q_3 и q_5 следует прибавить потери теплоты q_4 и q_6. Их можно найти в таблицах расчетных характеристик топок с слоевым сжиганием топлива или камерных топок для сжигания пылевидного топлива, см. [Л. 12—14] и т. д.

После определения расхода топлива и подсчета по выражениям (2-99) и (2-100) видимых тепловых напряжений решетки или зеркала горения и объема топочной камеры проверяют их допустимость. При определении расхода топлива необходимо учитывать и теплоту в продувке по выражению (2-69), величина которой может быть принята в пределах от 0,05 до 0,10 от D котлоагрегата. При сжигании твердого топлива расчетный расход топлива определяется с учетом поправки на механическую неполноту сгорания топлива по формуле (2-81). После составления теплового баланса котлоагрегата и определения расхода топлива производят расчет топочного устройства, приняв внесенную теплоту равной теплоте сгорания топлива.

При наличии воздухоподогревателя необходимо выбрать температуру горячего воздуха и учесть теплоту, им внесенную. Последнюю определяют с помощью формулы (2-55), учтя избыток воздуха в топке, или по составленной таблице энтальпий (см. табл. 2-9). При этом следует помнить, что через воздухоподогреватель проходит часть воздуха, попадающего в топочное устройство, а остальной воздух дают присосы. Величина последних для слоевых и камерных топок, не имеющих плотных гидравлических затворов в местах удаления шлака, составляет $\Delta\alpha=0{,}1$; для камерных топок, в которых сжигается газ или мазут, она составляет $\Delta\alpha=0{,}05$. Разность между избытком воздуха в топке и суммой присосов в топке и системе пылеприготовления $\Delta\alpha_{пл}$ составляет долю воздуха, проходящего через воздухоподогреватель, обозначаемую через $\beta_{взп}$:

$$\beta_{взп}=\alpha_т-\Delta\alpha_т-\Delta\alpha_{пл}. \qquad (2\text{-}104)$$

При проверочном расчете котлоагрегатов малой и средней производительности тип топочной камеры и топочное устройство для данного топлива являются заданными заводом-изготовителем.

2-9. РАСЧЕТ ТЕПЛООБМЕНА ИЗЛУЧЕНИЕМ

В топочном устройстве котельного агрегата одновременно и совместно протекают два основных процесса: сжигание топлива с выделением теплоты и передача выделявшейся теплоты ограждающим топочную камеру поверхностям. Отдача теплоты в топочном устройстве происходит излучением и конвекцией, причем главным в этом процессе является излучение факела или слоя горящего топлива. Общее излучение в топочном устройстве складывается из излучений горящего топлива, газов

и обратного излучения тепловоспринимающих и других ограждающих поверхностей, т. е. представляет собой сложный процесс.

Напомним, что излучение твердых тел имеет сплошной спектр, газы же излучают в определенных интервалах длин волн, расположенных в различных частях спектра, так называемых полосах. Твердые тела излучают с поверхности газы — всем объемом. Для газов энергия излучения значительна — для CO_2, SO_2 и для водных паров H_2O; ничтожна для азота N_2 и кислорода O_2. Поэтому принимают, что в топочных устройствах энергию излучают лишь трехатомные газы — CO_2, SO_2 и H_2O. Так как количественная разница в излучении энергии CO_2 и SO_2 мала, а содержание SO_2 в продуктах сгорания невелико, то принято считать излучение по содержанию RO_2, т. е. общим.

Расчет теплообмена в топочных устройствах основывается на приложении к указанным процессам теории подобия: *связи количества переданной теплоты, теоретической температуры горения с критерием Больцмана* Bo, *силой поглощения* kps*, *геометрическими безразмерными характеристиками — степенью экранирования и отношением площади зеркала горения к сумме лучевоспринимающих поверхностей.*

Исходной для расчета теплообмена в топочном устройстве является формула, предложенная ЦКТИ [Л. 12]:

$$\theta''_т = \frac{T''_т}{T_а} = \frac{Bo^{0,6}}{Ma_т^{0,6} + Bo^{0,6}}, \quad (2\text{-}105)$$

которая связывает безразмерную температуру газов на выходе из топочной камеры

$$\theta''_т = \frac{T''_т}{T_а} \quad (2\text{-}106)$$

с критерием Больцмана

$$Bo = \frac{\varphi B_р V_г c_{ср}}{\sigma_0 \psi F_{ст} T^3_а}, \quad (2\text{-}107)$$

степенью черноты топки $a_т$ и коэффициентом M, учитывающим характер распределения температур по высоте топочной камеры [Л. 16].

При наличии высоких скоростей продуктов сгорания топлива следует учитывать конвективную составляющую подачи тепла к поверхностям нагрева путем уменьшения температуры газов на выходе из топочной камеры. В выражениях (2-105) — (2-107) дополнительно приняты обозначения:

$T''_т$ — абсолютная температура газов — продуктов сгорания на выходе из топочной камеры, К;

$T_а$ — теоретическая температура горения топлива, условно принимаемая равной температуре, которая имела бы место при адиабатическом процессе, К;

φ — коэффициент сохранения теплоты, определяемый по выражению (2-91);

σ_0 — коэффициент излучения абсолютно черного тела, равный $5{,}67 \cdot 10^{-11}$ кВт/(м^2·К^4) или $4{,}9 \cdot 10^{-8}$ ккал/(м^2·ч·°С^4).

Полная поверхность стен топочного устройства вычисляется по размерам поверхностей, ограничивающих активный

* Сила поглощения (оптическая толщина газового слоя) — это произведение коэффициента ослабления лучей топочной средой k, давления в топке p, 1/м·МПА (кгс·см^2), и толщины излучающего слоя s, м.

объем топочной камеры. При наличии экранов из труб, получающих теплоту с двух сторон, к поверхности стен добавляется удвоенная проекция на плоскость таких экранов.

Активным объемом топочной камеры называют объем, в котором происходит горение топлива. Некоторые сведения по определению активного объема топочного устройства и освещенной длины экранных труб можно получить из рис. 2-11.

В топках со слоевым сжиганием топлива из активного топочного объема вычитают объем слоя топлива и шлака, равный произведению

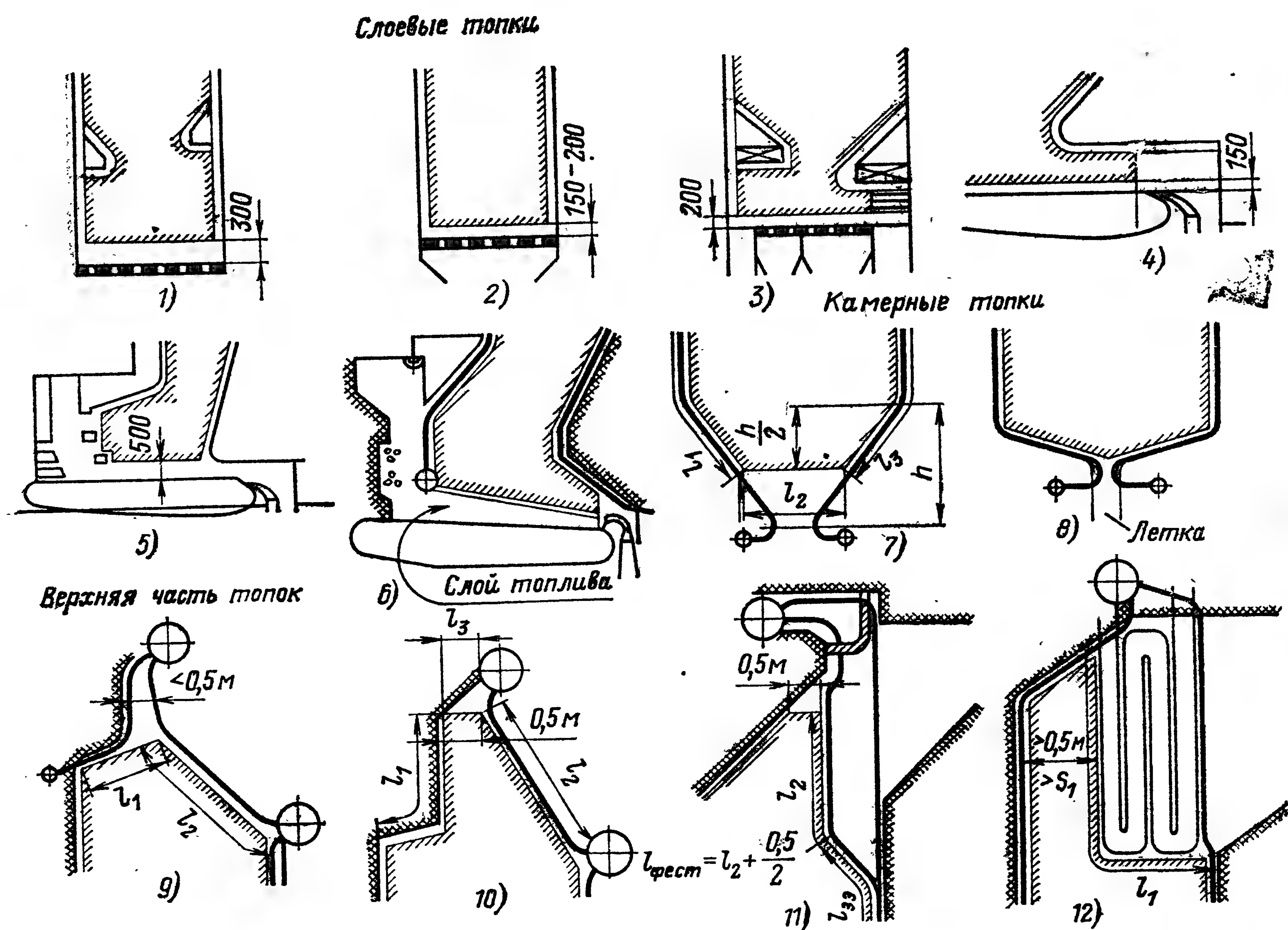


Рис. 2-11. Указания к определению активного объема топки и освещенной длины труб.

1 — ручная колосниковая решетка со сводами; *2* — то же без сводов; *3* — топка с шурующей планкой; *4* — с цепной решеткой; *5* — топка Макарьева; *6* — топка Померанцева; *7* — камерная топка с сухим удалением шлака; *8* — газомазутная и камерная топка с жидким удалением шлака; *9*, *10* — освещенная длина труб котельного пучка, экрана и верхней части топки; *11* и *12* — то же при наличии фестона или ширмовых поверхностей нагрева.

зеркала горения на его высоту, составляющую при неподвижных колосниках — от 150 до 300 мм; подвижных колосниках — от 150 до 500 мм; для цепных механических решеток и при сжигании каменных углей — 150—200 мм; бурых углей — 300 мм; древесной щепы и кускового торфа — 500 мм.

Величина площади стен, занятых экраном $F_{ст}$, м^2, определяется как произведение расстояния между осями крайних труб b на освещенную длину труб l, м, а для плоскости, за которой находится первый газоход, принимается произведение ширины газохода на его длину.

Лучевоспринимающая поверхность нагрева $H_л$, м^2, определяется как величина непрерывной абсолютно черной плоскости,

эквивалентной экрану, выполненному из черных незагрязненных труб:

$$H_л = \Sigma F_{пл} x, \qquad (2\text{-}108)$$

где x — угловой коэффициент, представляющий собой отношение теплоты, воспринятой данной поверхностью, к количеству теплоты, которое восприняла бы сплошная стена с температурой, равной температуре данной поверхности нагрева.

Значения x могут быть найдены из рис. 2-12 в зависимости от отношения: шага экранных труб к их диаметру s/d, расстояния оси трубы

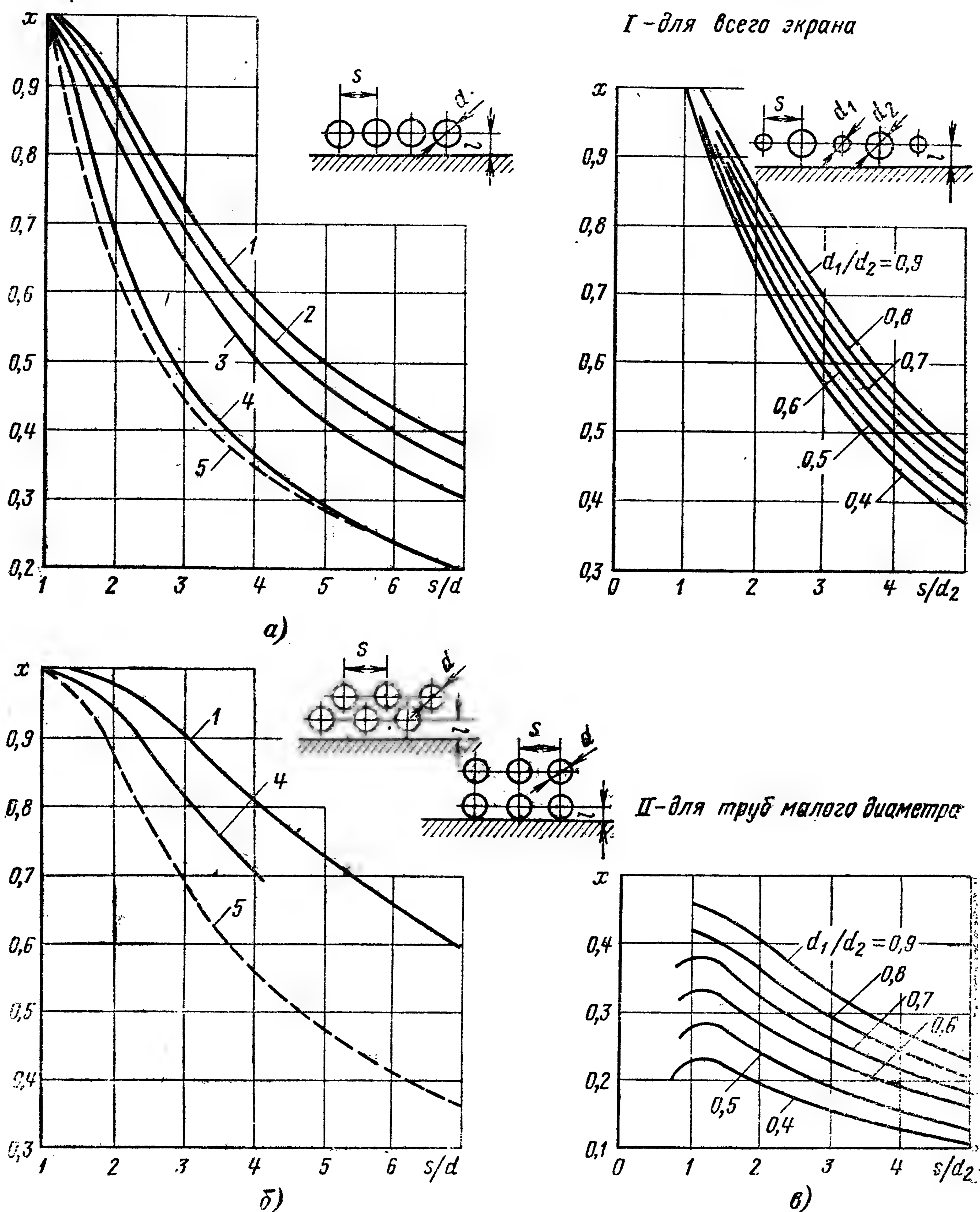


Рис. 2-12. Графики для определения величины x.

а — однорядного гладкотрубного экрана; *б* — двухрядного гладкотрубного экрана; *в* — однорядного экрана из гладких труб разных диаметров; *1* — с учетом излучения обмуровки при $e \geq 1,4d$; *2* — то же при $e=0,8d$; *3* — то же при $e=0,5d$; *4* — то же при $e=0$; *5* — без учета излучения обмуровки при $e=0,5d$.

от стены к ее диаметру e для однорядного (a), двухрядного экрана ($б$) и для экранов из разных труб или при малом их диаметре ($в$). Для многорядного пучка из одинаковых труб первого газохода, экранных труб с плавниками, шипами или закрытых чугунными плитами $x=1$.

Полная лучевоспринимающая поверхность в топочной камере, м², определяется по формуле

$$H_л = F_{пл_1}x_1 + F_{пл_2}x_2 + F_{пл_3}x_3 + \ldots + F_{пл_n}x_n. \qquad (2\text{-}109)$$

В формуле:

$F_{пл_{1\ldots n}}$ — площадь стены, занятая данным экраном, м²;

$x_{1\ldots n}$ — соответствующий этому экрану угловой коэффициент.

Обозначенная в формуле (2-107) через ψ степень экранирования топочной камеры определяется из выражения

$$\psi = \frac{H_л}{F_{ст}}. \qquad (2\text{-}110)$$

При слоевом сжигании топлива степень экранирования ψ находят из выражения

$$\psi = \frac{H_л}{F_{ст} - R_{з.г}}, \qquad (2\text{-}111)$$

где $R_{з.г}$ — поверхность зеркала горения топлива в слое, м².

Теоретическая температура горения топлива определяется по полезному тепловыделению в топочном устройстве $Q_т$, равному энтальпии продуктов сгорания $I_а$ при $\vartheta_а$ и избытке воздуха в конце топочной камеры $\alpha_т$.

Теоретическую температуру горения топлива $\vartheta_а$ можно найти из I-ϑ-диаграммы, построенной для данного расчета по образцу рис. 2-10 или из выражения

$$\vartheta_а = \frac{Q}{V_г c_г} = \frac{Q^р_н + Q_{взд}}{V_г c_г} = \frac{I_а}{V_г c_г}, \qquad (2\text{-}112)$$

где $Q_{взд}$ — теплота, внесенная горячим воздухом, кДж/кг, кДж/м³ или ккал/кг, ккал/м³, на 1 кг (м³) топлива.

Так как величина $\vartheta_{ст}$ — температура стенки лучевоспринимающей поверхности нагрева — много ниже $\vartheta_а$, то в практических расчетах теплообмена излучением в топочной камере ею иногда пренебрегают, используя лишь в расчетах газоходов, лежащих за топкой.

Количество теплоты, переданное излучением в топочной камере, можно, исходя из баланса теплоты, МВт или ккал/ч, записать в виде

$$Q_л = B\varphi(I_а - I''_т) = B_р\varphi(Q - V_г c_г \vartheta''_т). \qquad (2\text{-}113)$$

Количество теплоты, переданное излучением в топочной камере, МВт или ккал/ч, — выражение (2-101) — можно записать и так:

$$Q_л = H_л \xi a_т \left[\left(\frac{\vartheta_а + 273}{100}\right)^4 - \left(\frac{\vartheta_{с.т} + 273}{100}\right)^4\right], \qquad (2\text{-}101а)$$

где ξ — коэффициент загрязнения, принимаемый для лучевоспринимающих поверхностей по данным табл. 2-14 и учитывающий снижение их тепловосприятия за счет загрязнения или покрытий, например, торкретом.

Таблица 2-14

Коэффициент загрязнения лучевоспринимающих поверхностей нагрева ξ

Вид лучевоспринимающей поверхности нагрева	Топливо					
	природный газ	твердые топлива, сжигаемые в слое	мазут	твердые топлива, сжигаемые в камере: каменные и бурые угли, фрезторф	твердые топлива, сжигаемые в камере: АШ и тощие	твердые топлива, сжигаемые в камере: сланцы
Гладкотрубные, плавниковые экраны и ширмы на выходе из топки	0,65	0,60	0,55	0,45	0,40	0,25

Для ошипованных экранов с обмазкой при сухом удалении шлака (для всех топлив) — 0,20.
Для экранов, закрытых шамотным кирпичом (для всех топлив) — 0,10.

Приравнивая выражения $Q_л$, взятые из уравнений (2-113) и (2-101а), проведя некоторые замены при допущениях о малости $\vartheta_{ст}$ и отсутствии различия в теплоемкостях при $\vartheta_а$ и $\vartheta''_т$, можно получить:

$$\frac{\sigma_0 a_т \xi H_л T^3_а M}{\varphi B_р (V_г c_г)} (\theta_т)^{4n} + \theta_т - 1 = 0. \qquad (2\text{-}114)$$

Входящие в выражение (2-114) величины дают отношение теплоты, выделившейся при горении топлива, к количеству теплоты, передаваемому при адиабатической температуре.

Таблица 2-15

Значения A, $П$ и $X_т$ для определения коэффициента M

Топочное устройство	A	$П$	$X_т$
Слоевая топка с неподвижным колосниковым полотном	0,59	0,50	0,14
То же с забрасывателями топлива	0,59	0,50	0
То же с забрасывателями и поворотными колосниками	0,59	0,50	0
Топка системы Померанцева	0,59	0,50	0
Цепная колосниковая решетка прямого и обратного хода	0,59	0,50	0
Камерная топка для твердого топлива к котлу с $D \leqslant 25$ МВт (35 т/ч) с молотковыми мельницами и открытыми амбразурами	0,59	0,50	0
То же с амбразурами с рассекателями	0,59	0,50	$h_г/H_т$—0,15
То же при открытых или эжекционных амбразурах для котлоагрегатов с любым D	0,59	0,5	$h_г/H_т$—0,10
То же для жидкого топлива и газа	0,54	0,2	$h_г/H_т$
То же при $D < 17$ МВт (20 т/ч)	0,54	0,2	$h_г/H_т$—0,15
Камерные топки для сжигания газа в подовых горелках	0,52	0,3	0

Примечание. $h_г$—усредненная высота осей горелок, форсунок от пода топки или половины высоты холодной воронки: $H_т$—высота топочной камеры, считая от пода топки или половины высоты холодной воронки до середины выходного окна, нижней грани сплошных ширм для других поверхностей нагрева.

При многоярусном расположении горелок или форсунок величина $h_г$ находится как среднее по высоте значение; усреднение можно вести по количеству горелок или по расходу через них топлива. Изменение нагрузки газовых горелок в сторону уменьшения приводит к увеличению $X_т$ на 0,1 при снижении нагрузки на 10%.

Учитывая выражение (2-107) для критерия Больцмана, уравнение (2-114) можно записать и в виде

$$\frac{a_т \xi M}{Bo} \theta_т^{4n} + \theta - 1 = 0. \qquad (2\text{-}114а)$$

Входящий в выражения (2-105) и (2-114) **коэффициент** M определяется в зависимости от относительного положения максимума температур пламени по высоте топки $X_т$ из выражения

$$M = A - \Pi X_т \qquad (2\text{-}115)$$

и с помощью табл. 2-15, где приведены значения величин A и Π, связанные с видом топлива, типом топочного устройства и горелок, производительностью агрегата и другими факторами, а также значения $X_т$.

Суммарную энергию излучения в топочном устройстве оценивают по **степени черноты топки** $a_т$, которая влияет на тепловыделение и теплообмен: чем больше тепловосприятие в топке (больше экранов и чище их поверхность), тем ниже величина $a_т$, и наоборот.

Степень черноты топки может быть найдена из выражения:

$$a_т = \frac{a_ф + (1 - a_ф)\rho}{1 - (1 - a_ф)(1 - \psi_{ср})(1 - \rho)}. \qquad (2\text{-}116)$$

В слоевых и факельно-слоевых топочных устройствах степень черноты топки $a_т$ определяют с учетом соотношения между площадью зеркала горения $R_{з.г}$ и суммарной величиной поверхности стен топки $F_{ст}$:

$$\rho = \frac{R_{з.г}}{F_{ст}}, \qquad (2\text{-}117)$$

так как зеркало горения излучает, но почти не поглощает теплоты.

В камерных топках $\rho = 0$, и формула (2-116) принимает вид:

$$a_т = \frac{a_ф}{a_ф + (1 - a_ф)\psi_{ср}}. \qquad (2\text{-}118)$$

В выражениях (2-116) и (2-118), кроме известных ранее обозначений, введен параметр $a_ф$ — **эффективная степень черноты факела**, зависящая от степени черноты светящейся и несветящейся части газовой среды, способа и вида сжигаемого топлива. Степень черноты газовой среды рассчитывают по формуле

$$a = 1 - e^{-kps}. \qquad (2\text{-}119)$$

В формуле:

e — основание натуральных логарифмов;

k — коэффициент ослабления лучей топочной средой, 1/(м·МПа) или 1/(м·кгс/см^2);

p — давление в топке, принимаемое для котлоагрегатов, работающих без наддува, равным 0,1 МПа (1 кгс/см^2);

s — эффективная толщина излучаемого слоя, м, ее значение находят из формулы

$$s = 3{,}6 \frac{V_т}{F_{ст}}. \qquad (2\text{-}120)$$

В формуле:

$V_т$ — активный объем топочной камеры, м^3, определяемый в соответствии с указаниями на стр. 82 и на рис. 2-11;

$F_{ст}$ — поверхность стен активного объема, м^2, см. стр. 82 и рис. 2-11.

Для определения значения степени черноты a приведен рис. 2-13. Коэффициент ослабления лучей топочной средой k зависит от ряда факторов, из которых основными являются род сжигаемого топлива — отношение содержания в нем углерода к водороду в рабочей массе топлива; определяющее содержание сажистых частиц в пламени; массовая концентрация золы в газах и средний диаметр ее частиц, определяющие коэффициент ослабления лучей золовыми частицами; наличие частиц кокса (при сжигании твердых топлив), вызывающих ослабление лучей.

Для всех видов топлива ослабление лучей объясняется наличием смеси трехатомных газов в топочном объеме, так как в присутствии в спектрах газов полос с одинаковыми длинами волн часть энергии, излучаемой одним газом, поглощается другим газом.

Коэффициент ослабления лучей топочной средой k определяется для разных топлив по-разному.

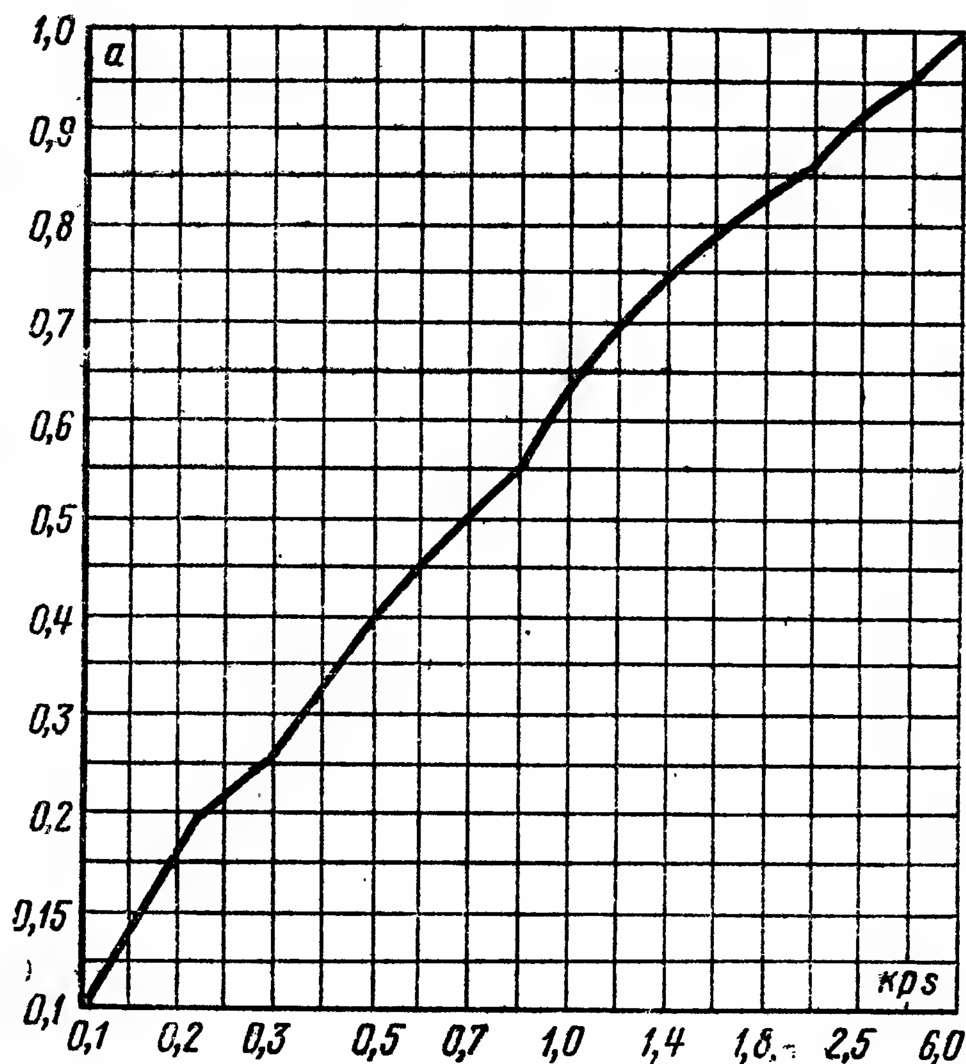


Рис. 2-13. График для определения степени черноты среды a.

При сжигании газообразного и жидкого топлива находят раздельно степени черноты для светящегося пламени и для несветящихся трехатомных газов, каждую степень черноты со своим коэффициентом ослабления лучей.

Для твердого топлива находят один суммарный коэффициент ослабления лучей топочной средой.

Значение коэффициента ослабления лучей трехатомными газами 1/(м·МПа) или 1/(м·кгс/см²) определяют по формулам

$$k = k_г r_п = \left(\frac{7,8 + 16 r_{H_2O}}{3,16\sqrt{p_п s}} - 1\right)\left(1 - 0,37\frac{T''_т}{1000}\right);$$

$$k = k_г r_п = \left(\frac{0,78 + 1,6 r_{H_2O}}{\sqrt{p_п s}} \cdot 0,1\right)\left(1 - 0,37\frac{T''_т}{1000}\right) r_п. \qquad (2\text{-}121)$$

В формулах:

$r_п = r_{H_2O} + r_{RO_2}$ — суммарная объемная доля трехатомных газов, определяемая по уравнению (2-51);

$p_п$ — суммарное их парциальное давление;

$p_п = p r_п$, где $p = 0,1$ или 1 для топочных устройств, работающих без наддува; величину $k_г$ можно определить с помощью номограммы на рис. 2-14.

Коэффициент ослабления лучей для светящегося пламени складывается из его значений для несветящихся трехатомных газов и сажистых частиц, 1/(м·МПа) или 1/(м·кгс/см²):

$$k = k_г r_п + k_с. \qquad (2\text{-}122)$$

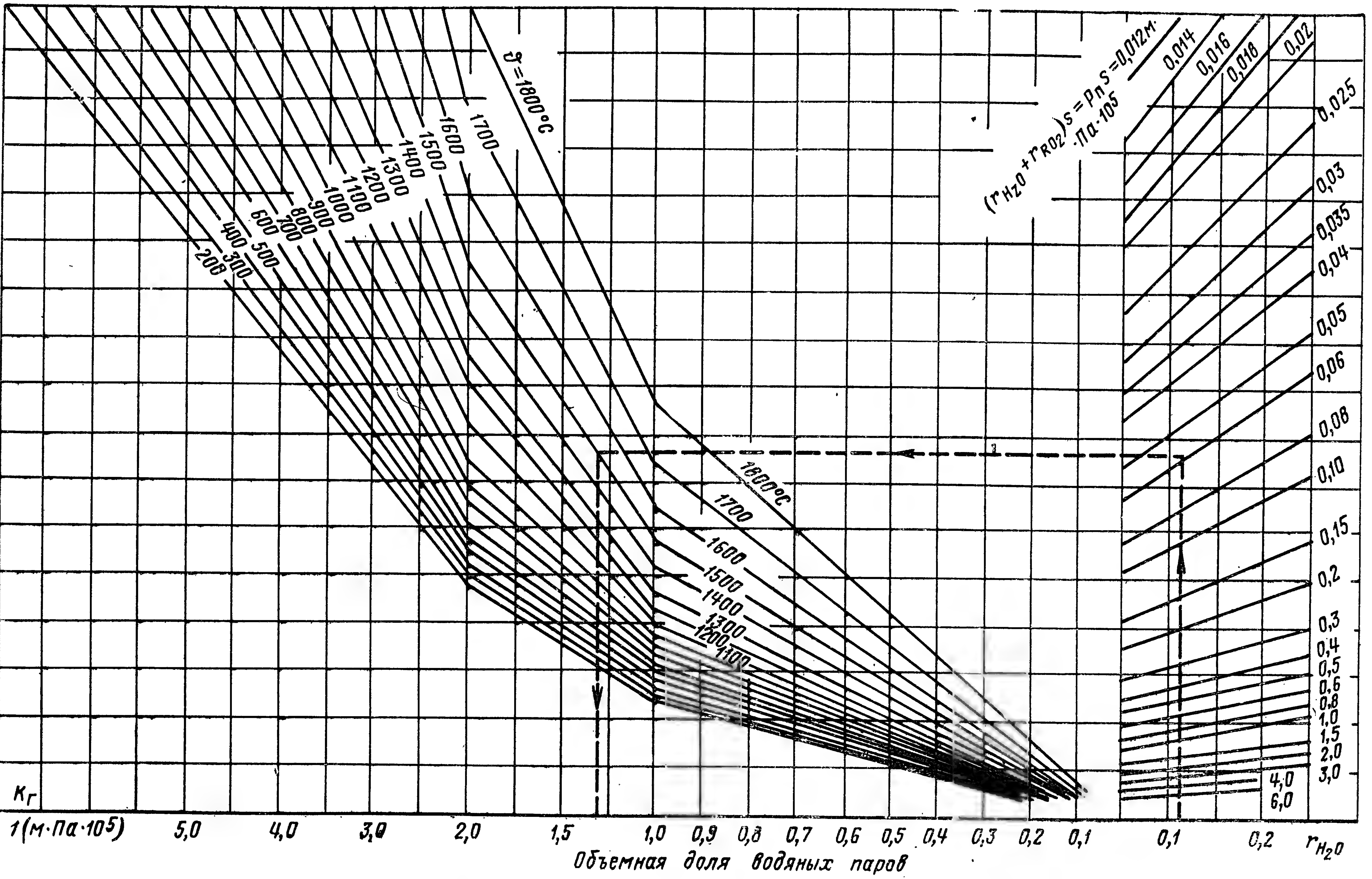


Рис. 2-14. Номограмма для нахождения коэффициента ослабления $k_г$ для несветящихся трехатомных газов.

Величину k_c определяют по формуле

$$k_c = 0{,}03\,(2 - \alpha_т)\left(1{,}6\,\frac{T''_т}{1000} - 0{,}5\right)\frac{C^p}{H^p}, \qquad (2\text{-}123)$$

где через C^p/H^p обозначено соотношение между содержанием углерода C^p и водорода H^p в рабочей массе топлива. При сжигании газообразного топлива это соотношение находят из выражения

$$\frac{C^p}{H^p} = 0{,}12 \sum \frac{n}{m} C_nH_m, \qquad (2\text{-}124)$$

где n и m — количество атомов углерода и водорода в сумме соединений тяжелых углеводородов.

Коэффициент ослабления лучей при сжигании твердого топлива 1/(м·МПа) или 1/(м·кгс/см²), определяют из выражения

$$k = k_г r_п + k_{золы}\mu_{золы} + k_{кокса}\varkappa_1\varkappa_2, \qquad (2\text{-}125)$$

в котором коэффициент ослабления лучей частицами золы 1/(м·МПа) или 1/(м·кгс/см²) составляет:

$$k_{золы}\mu_{золы} = \frac{4300\rho_г\mu_{золы}}{\sqrt[3]{(T''_т)^2 d^2_{золы}}}. \qquad (2\text{-}126)$$

В формуле:

$\mu_{золы}$ — средняя массовая концентрация золы в продуктах сгорания топлива при нормальных условиях, определяемая по формуле (2-54);

$d_{золы}$ — средний диаметр частиц золы, мкм.

Для различных топочных устройств на рис. 2-15 даны кривые зависимости величины $k_{золы}$ от температуры газов в конце топки $\vartheta''_т$, °С.

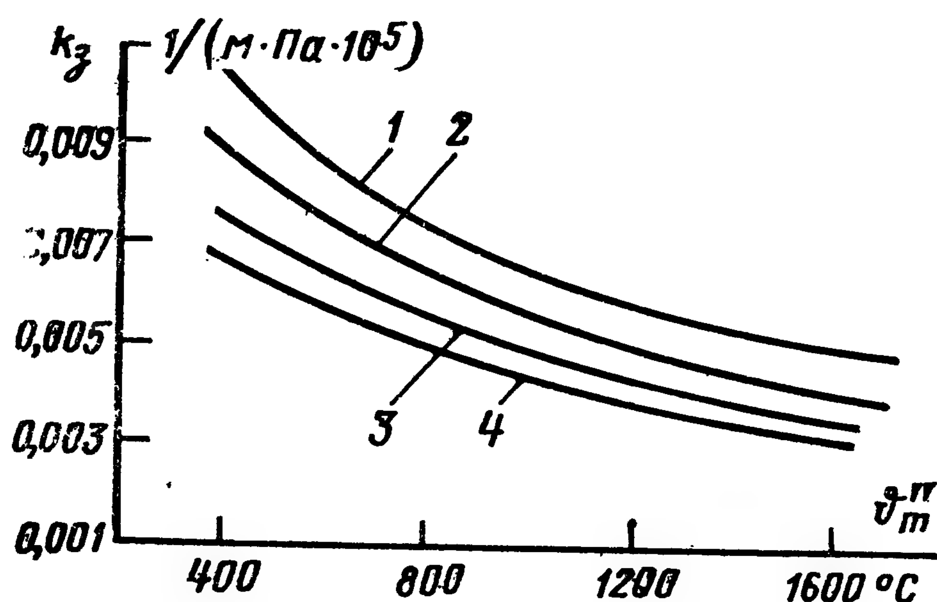


Рис. 2-15. Коэффициент ослабления лучей частицами золы $k_з$ в топках.

1 — пылеугольных при размоле топлива в шаровых барабанных мельницах; 2 — то же при размоле в молотковых, среднеходных и быстроходных мельницах; 3 — при сжигании в слое и дробленого топлива в горизонтальных циклонах; 4 — камерных — при сжигании торфа.

Коэффициент ослабления лучей частицами кокса $k_{кокса}$=1/(м·МПа) или 1/(м·кгс/см²) в формуле (2-125) и произведение $k_{кокса}\varkappa_1\varkappa_2$ учитывают влияние концентрации частиц кокса, род топлива и способ его сжигания.

Коэффициент $\varkappa_1$ для высокореакционных топлив — каменных и бурых углей, торфа, сланцев, древесины и им подобных — принимается равным 0,5; для малореакционных — антрацитов, полуантрацитов и тощих углей 1,0. Величина коэффициента $\varkappa_2$ для слоевых топок равна 0,03, для камерных 0,1.

При сжигании жидкого и газообразного топлива *эффективная степень черноты факела* рассчитывается по формуле

$$a_ф = m a_{св} + (1 - m)\, a_г. \qquad (2\text{-}127)$$

В формуле:

$a_{св}$ и $a_г$ — степени черноты факела, которые имели бы место при заполнении всей топочной камеры соответственно светящимся пламенем или несветящимися трехатомными газами;

m — коэффициент усреднения, зависящий от теплового напряжения топочного объема и определяемый с помощью рис. 2-16.

Степень черноты светящегося факела

$$a_{св} = 1 - e^{-(k_г r_п + k_с) ps} \quad (2\text{-}128)$$

и несветящихся газов

$$a_г = 1 - e^{-k_г r_п ps} \quad (2\text{-}128а)$$

при найденных значениях $k_г$, $k_с$, $r_п$, s находят $a_г$ или $a_{св}$ по рис. 2-13, далее по формулам (2-116)—(2-118) определяют степень черноты топочной среды, используя рис. 2-17 для случая камерных топок.

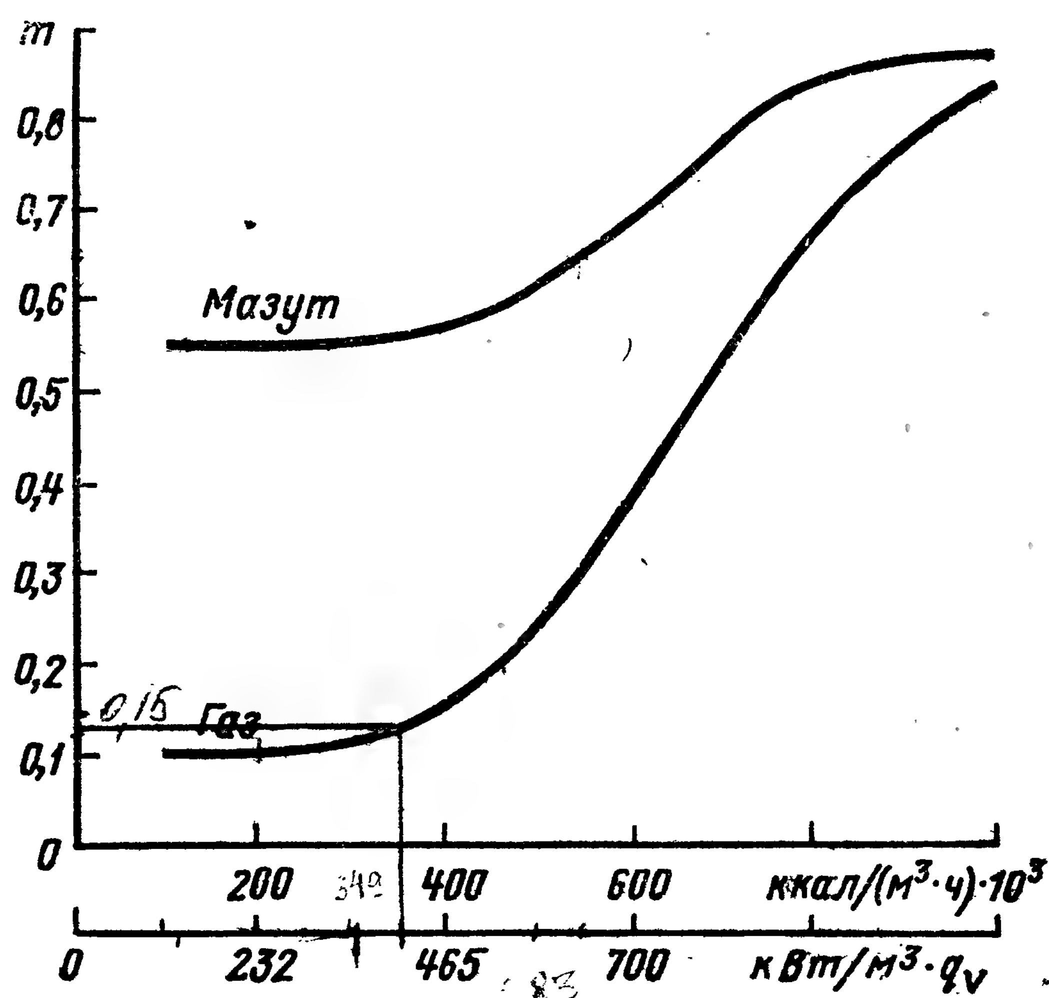


Рис. 2-16. Величина коэффициента усреднения m в зависимости от теплонапряжения объема топки при сжигании жидкого и газообразного топлива.

Температуру продуктов сгорания на выходе из топочного устройства находят, имея значение величины критерия Во, найденного по формуле (2-107), коэффициента M — из формулы (2-115) и степени черноты топочного устройства $a_т$ с помощью формулы (2-105) при известной теоретической температуре горения.

При данном виде сжигаемого топлива, известном конструктивном оформлении топочного устройства и заданной величине лучевоспринимающих поверхностей нагрева удобнее находить температуру продуктов сгорания топлива на выходе из топки, °С, по формуле

$$\vartheta''_т = \frac{T_а}{1 + M\left(\frac{a_т}{Bo}\right)^{0,6}} - 273. \quad (2\text{-}129)$$

При необходимости определить величину лучевоспринимающих поверхностей нагрева в топочной камере, м², удобнее пользоваться выражением

$$H_л = \frac{\varphi B_р Q_л}{\sigma_0 M \xi a_т T''_т T^3_а} \sqrt[3]{\frac{1}{M^2}\left(\frac{T_а}{T''_т} - 1\right)^2}. \quad (2\text{-}130)$$

Зависимость (2-105) действительна только для значений Во$\leqslant$0,9, чему соответствует большинство практических случаев.

Для численного решения уравнений (2-129) и (2-130) необходимо предварительно задаться величиной $\vartheta''_т$ для определения в первом случае значения средней теплоемкости продуктов сгорания $c_{ср}$ и для нахождения величины $H_л$ из уравнения (2-130) во втором случае.

Практика показала, что расчеты следует вести так, чтобы принятая температура $\vartheta''_т$ не отличалась от полученной более чем на ±100°С, а величина лучевоспринимающих поверхностей нагрева $H_л$ примерно на 5%.

Расчет сложных топочных устройств ведут по методике, изложенной в [Л. 12]. Газомазутные топки котлов небольшой производительности ориентировочно можно рассчитать с помощью номограммы (рис. 2-17а).

Выбор температуры газов на выходе из топочного устройства осуществляют так, чтобы при слоевом сжигании топлива она составляла 850—1050°С; при камерном сжигании твердого топлива ее целесообразно принимать для снижения шлакования, равной или ниже на 50°С температуры начала деформации золы t_1.

В табл. 2-16 указаны ориентировочные значения температур на выходе из топочного устройства $\vartheta''_т$ для ряда топлив.

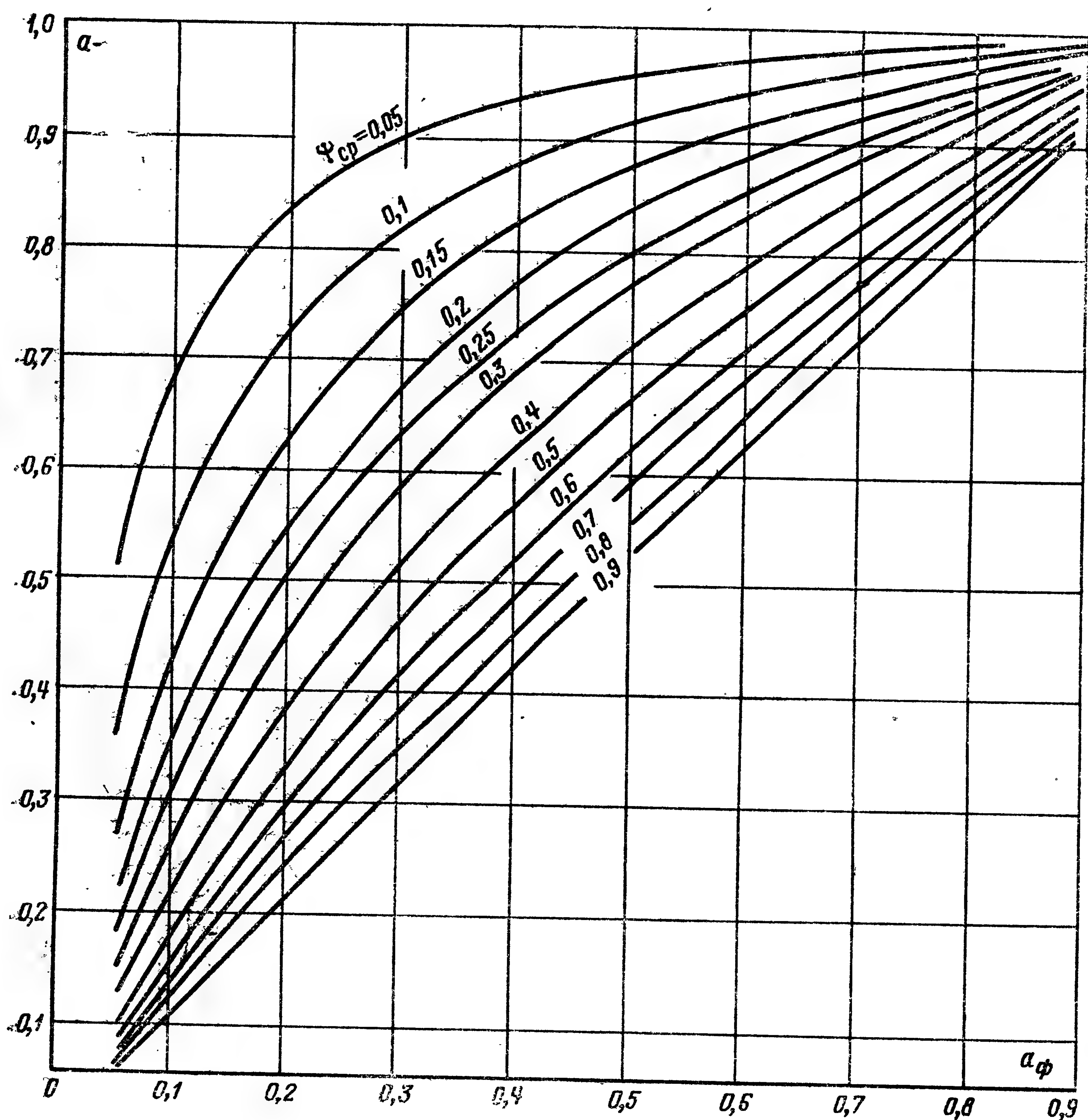


Рис. 2-17. График для определения степени черноты камерной топки.

В некоторых котельных агрегатах за топочной камерой и частью поверхностей нагрева из разведенных труб (фестоном, пучком труб перегревателя) может быть расположен замкнутый объем, служащий для осаждения золы, для изменения направления потока газов или других целей. На стенах и гранях таких объемов располагаются поверхности нагрева, которые при высоких температурах газов будут воспринимать теплоту и снижать температуру газов. В том случае, когда указанные поверхности нагрева между топочной камерой и данным объемом

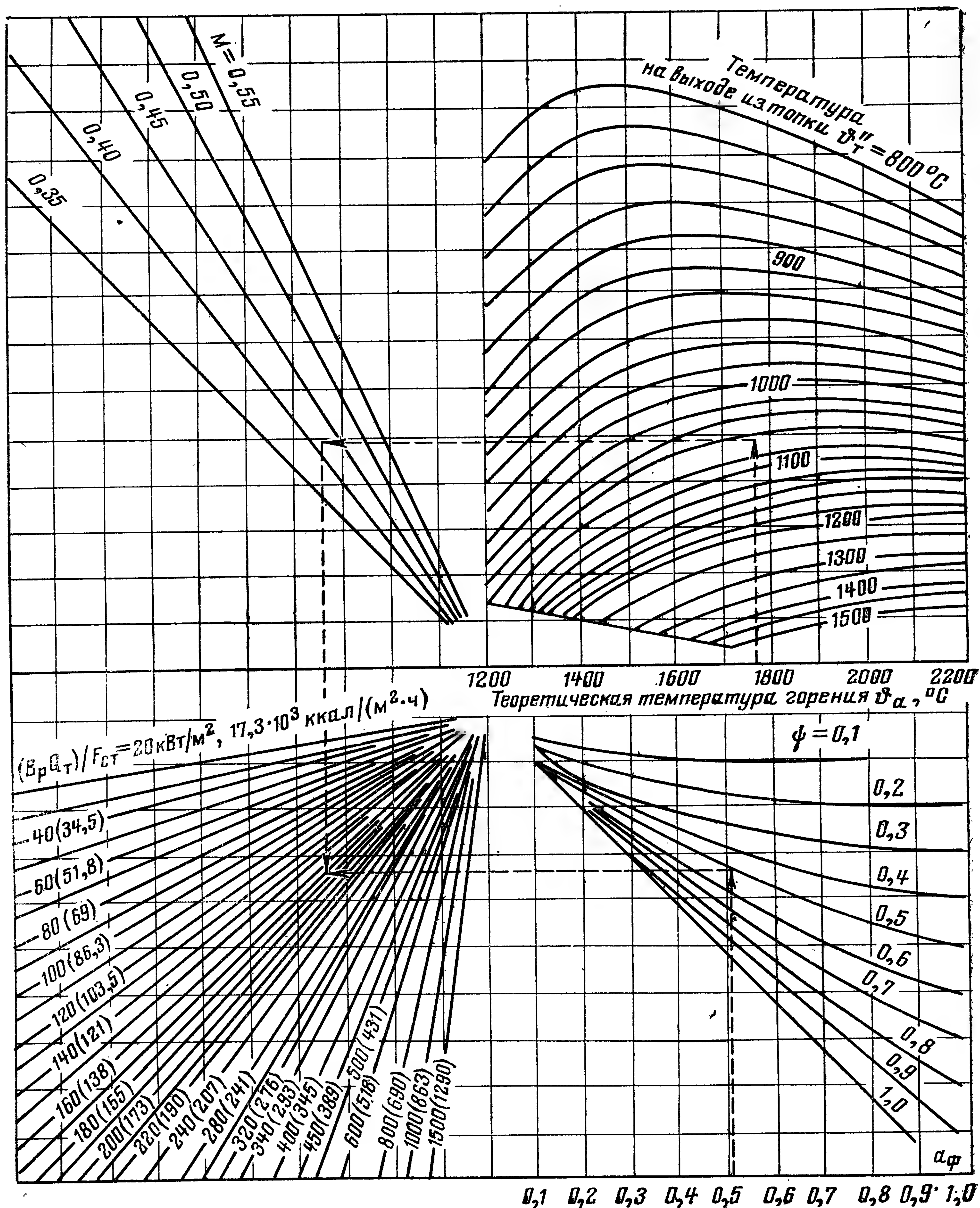


Рис. 2-17а. Номограмма для расчета теплообмена в камерных топках.

Таблица 2-16

Ориентировочные значения температуры газов на выходе из топочного устройства, °С

Топливо	Способ сжигания	
	слоевой	камерный
Сортированные антрациты, полуантрациты, тощие угли	1050—1100	—
АРШ, АШ, ПАР, ТР	1000	1100
Каменные угли сортированные	950—1050	—
Отходы каменных углей	—	1050—1100
Бурые угли рядовые	900—1000	900—1100
Сланцы	900	900—950
Торф	900—950	900—950
Мазут	—	900—1000
Природный газ	—	900—1000

состоят из одного ряда труб, с некоторым допущением можно прибавить при расчете этот объем к топочному, а поверхность нагрева принять за двухсветный экран. При наличии поверхности нагрева в виде многорядного пучка труб следует прежде всего подсчитать количество теплоты, воспринятое пучком, а затем вести расчеты теплообмена в объеме за пучком труб. При температурах продуктов сгорания топлива на выходе из топки около 1000°С снижение температуры в таких поверхностях нагрева — фестоне и подобных пучках труб, состоящих из одного — четырех рядов, составляет от 10 до 50°С, подробнее см. [Л. 12].

Характерный размер излучающего слоя, ограниченного со всех сторон и объема, м, определяют для расчета излучения объема газов из пространства без настенных поверхностей нагрева и пучков труб или при наличии пучков труб или ширм из них:

$$s_0 = 4\frac{V}{F_{\text{ст}}}. \qquad (2\text{-}131)$$

В формуле:

V — излучающий объем, м³;

$F_{\text{ст}}$ — площадь ограждающих поверхностей, м².

Для гладкотрубных пучков эта формула принимает вид:

$$s_0 = d\left(\frac{4}{\pi}\frac{s_1 s_2}{d^2} - 1\right). \qquad (2\text{-}132)$$

В формуле:

d — диаметр трубы, м;

s_1 — шаг труб поперек потока или газохода, м;

s_2 — шаг труб вдоль потока, м.

При переменных по ширине или глубине газохода шагах и диаметрах труб рассчитываемого пучка в формулу (2-132) вводятся усредненные по поверхности нагрева шаги и диаметры по указаниям [Л. 12].

Для ширмовых поверхностей нагрева характерный размер излучающего слоя, м, определяют по формуле

$$s_0 = \frac{2}{\frac{1}{a}+\frac{1}{b}+\frac{1}{c}}, \qquad (2\text{-}133)$$

где a, b, c — соответственно высота, ширина и глубина камеры, образованной двумя соседними ширмами, м.

Если поверхность нагрева пучка выполнена из плавниковых труб, то полученную по формуле (2-132) величину следует умножить на 0,4.

При расчете воздухоподогревателей, расположенных в области температур выше 400°C, за характерный размер излучающего слоя принимают для трубчатых величину $s_0=d_{вн}$ (где $d_{вн}$ — внутренний диаметр трубы, м); для пластинчатых $s_0=2s$ (где s — расстояние между пластинами, м).

Коэффициент теплоотдачи излучением для продуктов сгорания при запыленном потоке газов, Вт/(м²·К) или ккал/(м²·ч·°С), подсчитывают по формуле

$$\alpha_л=\sigma_0\frac{a_{ст}+1}{2}aT^3\frac{1-\left(\frac{T_{ст}}{T}\right)^4}{1-\frac{T_{ст}}{T}}. \qquad (2\text{-}134)$$

В формуле:

$\sigma_0=5{,}67\cdot10^{-11}$ кВт/(м²·К⁴) или $4{,}9\cdot10^{-8}$ ккал/(м²·ч·С⁴) — коэффициент излучения абсолютно черного тела (константа);

$a_{ст}=0{,}8$ — степень черноты лучевоспринимающих поверхностей нагрева котельной установки;

a — степень черноты потока газов (незапыленного или запыленного), определяемая по формуле (2-119) или с помощью рис. 2-13 при температуре T, найденной как полусумма температур на входе и выходе при $p=0{,}1$ МПа (1 кгс/см²), если агрегат работает без наддува;

s — характерный размер излучающего слоя, м;

$T_{ст}$ — температура стенки поверхностей нагрева, К, определяемая по табл. 2-17;

Таблица 2-17

К определению температуры стенки поверхностей нагрева $T_{ст}$, К при расчете теплообмена излучением

Поверхность нагрева	Для котлоагрегатов среднего и низкого давления	
	чистых	загрязненных
Экраны и ширмы	500—800	800—1500
Фестоны и первые кипятильные пучки	$t_{ср}+350$	—
Перегреватели из труб:		
с шахматными пучками	400—600	500—900
с коридорными »	$t_{ср}+400$	—
Пучки кипятильных труб и водяных экономайзеров при ϑ газов > 400°C	$t_{ср}+350$	—
То же при ϑ газов < 400°C	$t_{ср}+300$	—

Примечание. $t_{ср}$ — средняя температура рабочего тела, °С; ϑ газов — начальная температура дымовых газов, °С; при сжигании газа для всех поверхностей нагрева $T_{ст}=t_{ср}+300$ К; для экранов, закрытых обмазкой, шамотом или зашлакованных, $T_{ст}=1500—1800$ К.

k — коэффициент ослабления лучей, определяется при сжигании газообразных, жидких и твердых топлив при слоевом или факельно-слоевом сжигании твердых топлив по рис. 2-14 или по формуле (2-121).

По формуле (2-134) построена номограмма (рис. 2-18) для определения коэффициента теплоотдачи излучением. При незапыленном потоке дымовых газов — сжигании газообразного и жидких топлив, а также

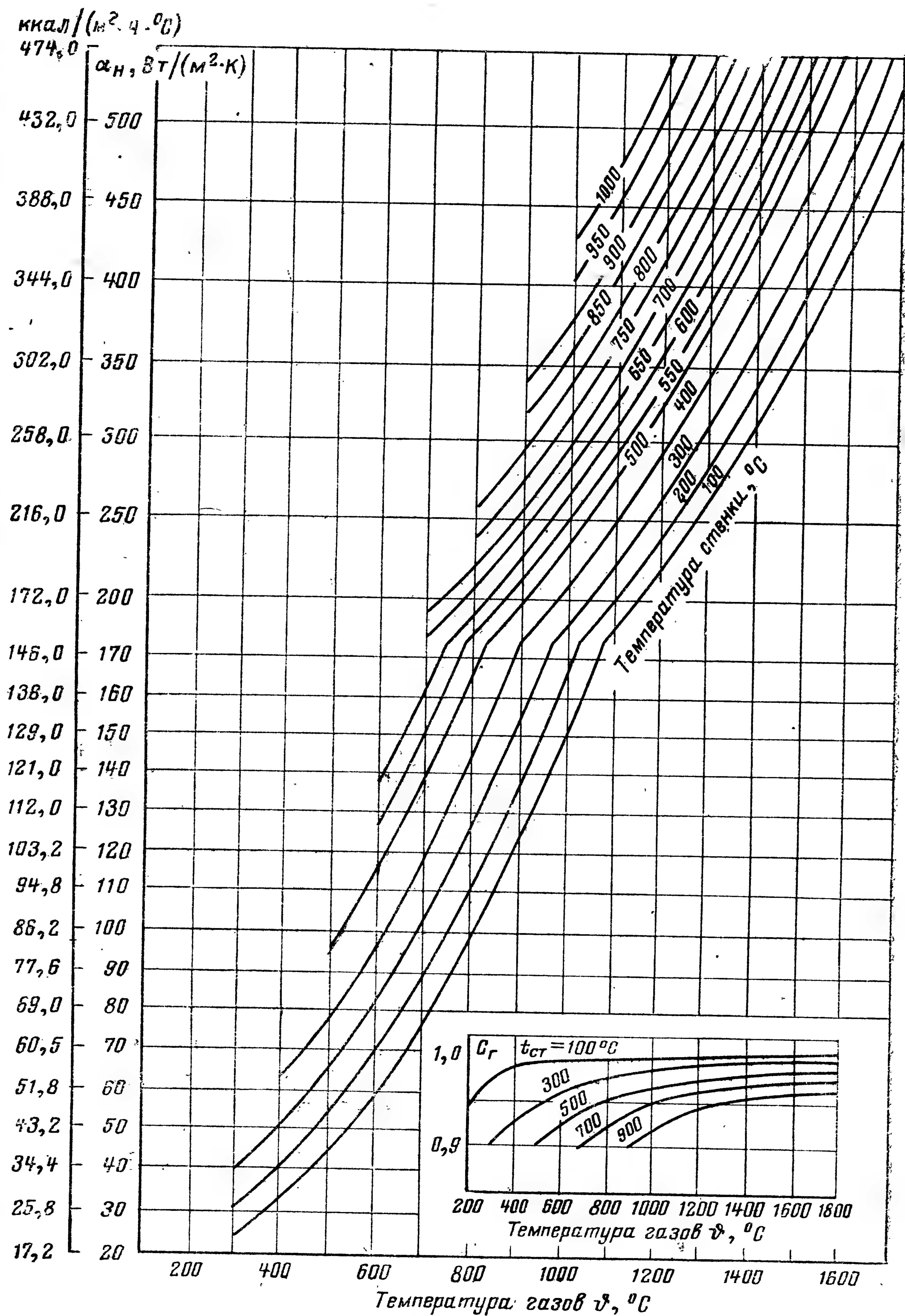


Рис. 2-18. Номограмма для определения коэффициента теплоотдачи излучением $\alpha_н$ при расчете теплообмена в межтрубном пространстве $\alpha_л = \alpha_н a$.

при слоевом сжигании твердого топлива полученная на рис. 2-18 величина умножается на коэффициент $C_г$, определяемый по вспомогательному графику на том же рис. 2-18, и $\alpha_л = \alpha_н a C_г$.

2-10. РАСЧЕТ ТЕПЛООБМЕНА В ГАЗОХОДАХ

Газоходы по виду расположенных в них поверхностей нагрева разделяют на следующие: с поверхностями, испаряющими воду, перегревающими пар, подогревающими воду и подогревающими воздух. В некоторых случаях может иметь место совмещение в данной поверхности нагрева, размещенной в одном газоходе, нескольких процессов — подогрев и испарение воды, испарение воды и перегрев пара и т. д. Передача теплоты от греющего к нагреваемому телу, например от газов или продуктов сгорания топлива к воде, в газоходах происходит в основном конвекцией и частично излучением.

Для расчета газохода с расположенной в нем поверхностью нагрева, которую для получения наименьших размеров обычно выполняют в виде пучка гладких или с ребрами труб, кроме объемов газов, их температур и состава, необходимы данные о размерах самого газохода (для определения скорости газов) и труб пучка.

Для определения количества теплоты, переданного поверхностям нагрева в газоходе, МВт или ккал/ч, пользуются следующими уравнениями:

при отсутствии присосов уравнением баланса теплоты

$$Q = \varphi B_р (I' - I''); \qquad (2\text{-}135)$$

при наличии присосов, МВт или ккал/ч,

$$Q = \varphi B_р (I' - I''_1 + \Delta\alpha I^\circ_{пр}). \qquad (2\text{-}136)$$

В уравнениях (2-135) и (2-136), кроме указанных выше обозначений величин, введено $\Delta\alpha I^\circ_{пр}$ — теплота присосанного в газоходе воздуха; I' и I''_1 — энтальпии продуктов горения в начале и конце газохода, для чего задаются величиной ϑ_2, °C.

Уравнением (2-136) пользуются при расчете воздухоподогревателей, при высоких значениях присоса в газоходе и при отличии температуры присасываемого воздуха от 30°C.

Уравнение для определения количества теплоты, переданного в газоходе, МВт или ккал/ч, записывается из условий теплопередачи:

$$Q = kH\Delta t_m. \qquad (2\text{-}137)$$

В уравнении:

H — расчетная поверхность нагрева, м²;

k — коэффициент теплопередачи, Вт/(м²·К) или ккал/(м²·ч·°C);

Δt_m — температурный напор или разность температур между греющим и нагреваемым телами, °C.

Значения величины **расчетной поверхности нагрева**, м², выполненной из гладких труб, определяют следующим образом:

при поперечном омывании снаружи

$$H = \pi d_н z l_{об}; \qquad (2\text{-}138)$$

при продольном омывании снаружи

$$H = \pi d_н z l_{об}; \qquad (2\text{-}139)$$

при движении продуктов сгорания внутри труб

$$H = \pi d_{вн} z l_{об}. \qquad (2\text{-}140)$$

В формулах:

$d_н$ — наружный диаметр труб, м;

$d_{вн}$ — внутренний диаметр труб, м;

$l_{об}$ — обогреваемая длина труб, м;

z — число обогреваемых труб.

При наличии наружного оребрения труб их поверхность нагрева принимается по данным заводов-изготовителей, из чертежей, каталогов и справочников [Л. 12, 13], в которых указаны, кроме поверхности, омываемой газами, и другие конструктивные характеристики.

Для трубчатых воздухоподогревателей за расчетную поверхность нагрева принимается величина, найденная по среднему диаметру труб, м:

$$d_{ср} = \frac{d_н + d_{вн}}{2}. \qquad (2\text{-}141)$$

Кроме размеров труб, необходимо найти или выбрать шаги труб по ширине и глубине газохода s_1 и s_2, затем определить относительные шаги $\sigma_1 = s_1/d_н$ и $\sigma_2 = s_2/d_н$. Зная шаги и размеры труб, из которых выполнена поверхность нагрева, необходимо установить размеры газохода — ширину a и глубину b, м.

Далее следует определить сечение для прохода газов через пучок труб, иногда называемое «живым», м^2, которое составит в случае:

поперечного омывания труб снаружи

$$F = ab - z_1 l_{об} d_н; \qquad (2\text{-}142)$$

при движении газов внутри труб

$$F = z\frac{\pi d^2_{вн}}{4}; \qquad (2\text{-}143)$$

при продольном омывании пучка труб снаружи

$$F = ab - z\frac{\pi d^2_н}{4}. \qquad (2\text{-}144)$$

В формулах, кроме указанных ранее обозначений, z — число труб в одном ряду при поперечном омывании или общее число труб в газоходе при продольном.

Для ребристых и других поверхностей нагрева, выполненных из негладких труб, сечения для прохода газов, воздуха и воды целесообразно принимать по справочной литературе, например по [Л. 12, 13], и каталогам.

Скорость газов, омывающих поверхность нагрева, м/с, при их средней температуре, принимаемой равной полусумме температур в начале и конце газохода, °С,

$$\vartheta = \frac{\vartheta' + \vartheta''}{2}, \qquad (2\text{-}145)$$

определяют по следующей формуле:

$$w = \frac{B_р V_г (\vartheta + 273)}{3600F \cdot 273}, \qquad (2\text{-}146)$$

где $V_г$ — средний объем продуктов сгорания топлива (1 кг или м^3) при нормальных условиях и средней величине избытка воздуха в газоходе, который определяется по табл. 2-5 как полусумма двух значений избытка воздуха α для начала и конца газохода.

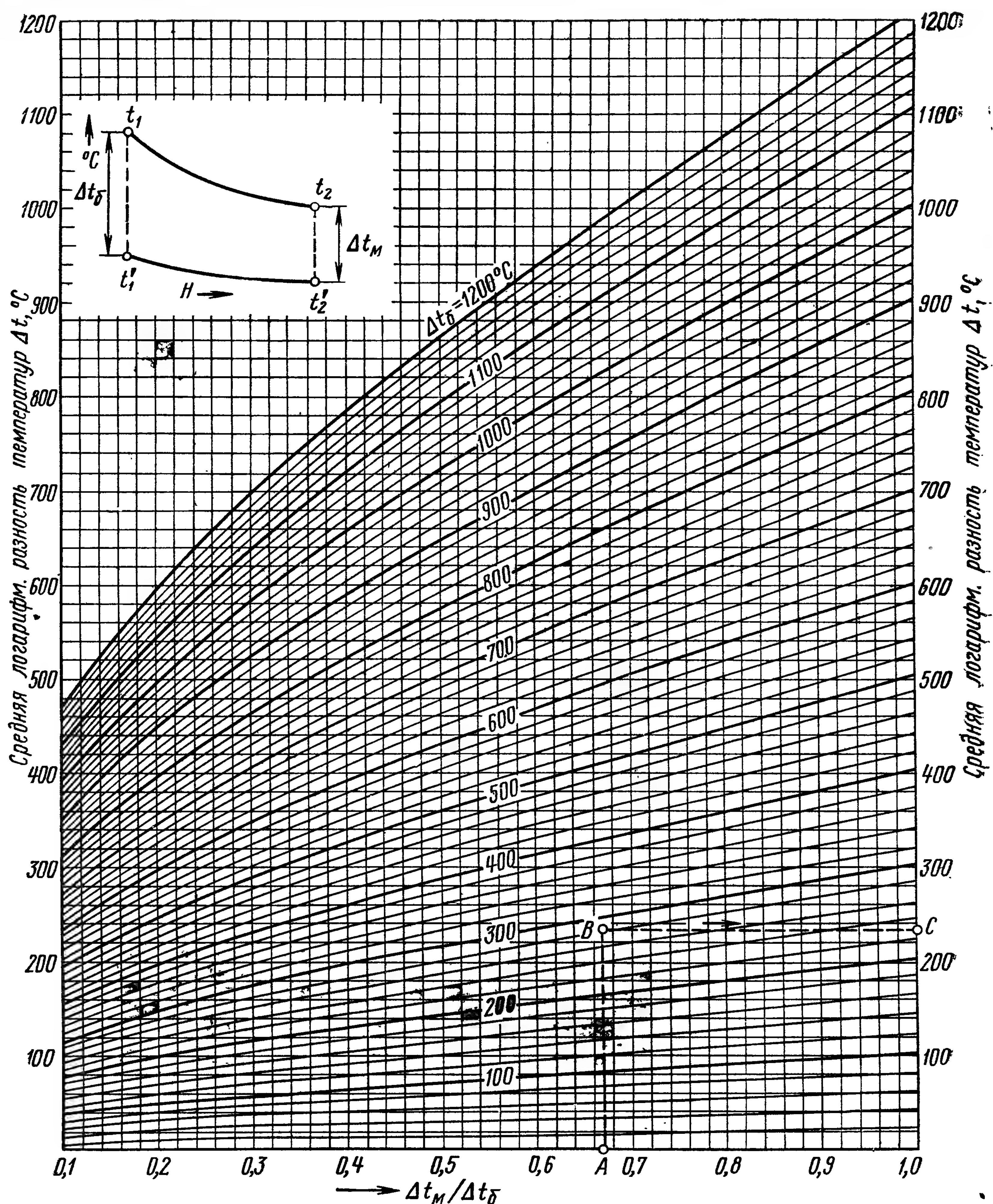


Рис. 2-19. **График для определения среднелогарифмической разности температур при известных $\Delta t_м$, $\Delta t_б$ и их отношению $\Delta t_м/\Delta t_б$.**

Для пучков труб, омываемых косо направленным потоком газов, скорость газов определяется по сечению, проходящему по осям труб. При течении потока газов через пучки труб с разными сечениями для прохода газов, но с одинаковым характером омывания усреднение можно вести арифметически, если расхождение в величине площадей не превышает 25%.

Для определения усредненной (по всей поверхности) разности температур греющей и нагреваемой сред необходимо знать взаимное направление их движения — противоток, прямоток, перекрестный, смешанный ток.

Для случаев противотока, прямотока и многократно перекрестного тока, показанных на рис. 2-9, температурный напор, °С, определяется по формуле

$$\Delta t_m = \frac{\Delta t_б - \Delta t_м}{2{,}303 \lg \dfrac{\Delta t_б}{\Delta t_м}}. \qquad (2\text{-}147)$$

В формуле:

$\Delta t_б$ — наибольшая разность температур;

$\Delta t_м$ — наименьшая разность температур.

Для упрощения расчетов по формуле (2-147) составлен график (рис. 2-19), позволяющий по подсчитанным $\Delta t_б$ и $\Delta t_м$ найти значение Δt_m. В тех случаях, когда отношение наибольшей разности к наименьшей равно или меньше 1,7, температурный напор можно определять как среднеарифметическую величину

$$\Delta t_m = \frac{\Delta t_б + \Delta t_м}{2}. \qquad (2\text{-}148)$$

Этими же формулами (2-147) и (2-148) можно пользоваться и в случае постоянства температуры одной из сред. Если температурный напор по заданным конечным температурам для прямотока $\Delta t_{прм}$, найденный по формуле (2-147), равен или больше 0,92 температурного напора для противотока $\Delta t_{прт}$, найденного по той же формуле, то температурный напор для всей поверхности, °С, можно определить из выражения

$$\Delta t_m = \frac{\Delta t_{прм} + \Delta t_{прт}}{2}. \qquad (2\text{-}149)$$

Общий коэффициент теплопередачи для упрощения расчета и без больших погрешностей, Вт/(м²·К) или ккал/(м²·ч·°С), определяют для плоской многослойной стенки по формуле

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_з}{\lambda_з} + \frac{\delta_м}{\lambda_м} + \frac{1}{\alpha_2}}. \qquad (2\text{-}150)$$

В формуле:

α_1 — коэффициент теплоотдачи от греющей среды к стенке, Вт/(м²× ×К) или ккал/(м²·ч·°С);

α_2 — коэффициент теплоотдачи от стенки к нагреваемой среде, Вт/(м²·К) или ккал/(м²·ч·°С);

δ — толщина слоя загрязнений, обозначенных буквой «з», или металла, обозначенного буквой «м», м;

λ — коэффициент теплопроводности каждого из слоев, Вт/(м·К) или ккал/(м·ч·°С).

Стоящие в знаменателе формулы (2-150) слагаемые называют термическими сопротивлениями; наибольшими являются сопротивление передаче тепла от газов к стенке $1/\alpha_1$ и слоя загрязнений $\delta_з/\lambda_з$. Сопротивлением металла стенки труб $\delta_м/\lambda_м$ обычно пренебрегают из-за его незначительности. При нагревании воды или ее испарении коэффициент теплоотдачи от стенки к среде α_2 значителен, величина же $1/\alpha_2$ невелика, и ею обычно пренебрегают.

Отношение $\delta_з/\lambda_з = \varepsilon$ — тепловое сопротивление загрязняющего слоя — принято называть коэффициентом загрязнения; его размерность (К·м²)/Вт, °С/(ч·м²/ккал). При поперечном омывании гладкотрубных пучков величина ε зависит от скорости газов, диаметра труб, их расположения, вида топлива и других факторов.

В ряде случаев вместо коэффициента загрязнения ε в расчет вводят коэффициент тепловой эффективности, найденный при испытаниях и обозначаемый через ψ.

При определении коэффициента теплоотдачи от газов к стенке часто вводят **коэффициент омывания** ω, учитывающий неравномерность омывания газами поверхности нагрева и некоторые другие факторы.

2-11. РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТОВ ТЕПЛОПЕРЕДАЧИ

Расчет значений коэффициента теплопередачи для различных элементов и частей котельного агрегата выполняют по разным формулам. При расчете пучков кипятильных труб, испаряющей части котла, водяных экономайзеров и поверхностей нагрева стальных водогрейных котлов расчетная формула для определения коэффициента теплопередачи, Вт/(м²·К) или ккал/(м²·ч·°С), принимает вид:

$$k = \psi \alpha_1, \qquad (2\text{-}151)$$

где ψ — коэффициент тепловой эффективности, величина которого приведена в табл. 2-18.

Таблица 2-18

Коэффициенты тепловой эффективности ψ для конвективных поверхностей нагрева при обдувке или очистке

Топливо	Фестоны и котельные пучки	Перегреватели с коридорным расположением труб	Водяные экономайзеры стальные	Воздухоподогреватели		
				трубчатые стальные	чугунные ребристые	регенеративные
Природный газ	0,85	0,85	0,90—0,85	0,90	0,90	0,80
Антрацит, тощий уголь	0,60	0,60	—	0,75	0,75	0,80
Каменные угли и их отходы	0,65	0,65	—	0,85	0,80	0,80
Бурые угли	0,60	0,65	—	0,85	0,80	0,80
Торф, древесина, бурые канско-ачинские угли	0,65	0,65	—	0,75—0,80	0,85	0,80
Сланцы	0,50	0,50	—	0,85	0,80	0,80
Мазут при $\alpha_т > 1{,}04$	—	0,65—0,70	0,55—0,70	0,75	0,70	0,80

Примечания: 1. При отсутствии обдувки и очистки ψ снижается на 0,05—0,10.
3. При сжигании газа все виды пучков считают с коэффициентом тепловой эффективности из таблицы.
3. Введение присадок при сжигании мазута увеличивает ψ на 0,05.

Для пароперегревателей, где величина коэффициента теплоотдачи от стенки к пару значительно меньше, чем от стенки к кипящей или нагреваемой воде, пренебречь слагаемым $1/\alpha_2$ нельзя, и поэтому расчетная формула принимает вид:

$$k = \psi \frac{\alpha_1 \alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2}. \qquad (2\text{-}152)$$

Формулы (2-151) и (2-152) справедливы для случаев сжигания газа и мазута при движении продуктов их сгорания через шахматные и коридорные пучки из гладких труб, а также при сжигании твердого топлива и движении продуктов его сгорания через коридорные пучки из гладких труб. При сжигании твердого топлива и движении продуктов сгорания через шахматные пучки из гладких труб учитывается коэффициент загрязнения ε и формула для расчета коэффициента теплопередачи, Вт/(м²·К) или ккал/(м²·ч·°С), имеет вид:

для испаряющих и экономайзерных поверхностей

$$k = \frac{\alpha_1}{1 + \varepsilon \alpha_1}; \qquad (2\text{-}153)$$

для пароперегревателей

$$k = \frac{\alpha_1}{1 + \left(\varepsilon + \frac{1}{\alpha_2}\right)\alpha_1}. \qquad (2\text{-}154)$$

При расчете трубчатых воздухоподогревателей коэффициент теплопередачи, Вт/(м²·К) или ккал/(м²·ч·°С), находят из формулы

$$k = \psi \frac{\alpha_1 \alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2}. \qquad (2\text{-}155)$$

При расчете регенеративных воздухоподогревателей — по формуле

$$k = \frac{\psi \Pi}{\frac{1}{x_1 \alpha_1} + \frac{1}{x_2 \alpha_2}}, \qquad (2\text{-}156)$$

где x_1 и x_2 — доли поверхности нагрева или сечения для прохода воздуха находят из выражений $x_2 = H_{возд}/H = F_{взд}/F$ и для прохода газа $x_1 = H_г/H = F_г/F$.

Величину **коэффициента нестационарности теплообмена*** Π принимают равной единице, что справедливо при условии, если ротор регенеративного воздухоподогревателя делает три и более оборота в минуту.

Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке α_1 состоит из коэффициента теплоотдачи конвекцией с учетом коэффициента омывания ω и коэффициента теплоотдачи излучением $\alpha_л$, Вт/(м²·К) или ккал/(м²·ч·°С):

$$\alpha_1 = \omega \alpha_к + \alpha_л. \qquad (2\text{-}157)$$

Коэффициент теплоотдачи конвекцией зависит от скорости и температуры среды, омывающей поверхность, от характера омывания — продольное, поперечное, наклонное; от физических свойств омывающей среды; от вида поверхности нагрева — гладкая, ребристая; расположения труб и определяющего линейного размера, а в некоторых случаях и от температуры стенки.

Способы определения сечения для прохода греющей среды — см. формулы (2-142) — (2-144) и для вычисления ее скорости — формула (2-146) — были уже приведены. Расчетная температура потока должна быть равна сумме средней температуры обогреваемой среды и температурного напора; одако при охлаждении продуктов сгорания не более чем на 300°С за расчетную температуру потока можно принимать полусумму температур газов в начале и конце газохода, т. е. величину, определяемую по формуле (2-145).

При поперечном омывании пучка труб **с коридорным расположением**, включая ширмы, коэффициент теплоотдачи конвекцией, отнесенный к полной поверхности труб, Вт/(м²·К) или ккал/(м²·ч·°С), находят по формуле

$$\alpha_к = AC_z C_s \frac{\lambda}{d_н} \left(\frac{w d_н}{\nu}\right)^{0,65} \Pr^{0,33}. \qquad (2\text{-}158)$$

В формуле:

w — скорость омывающего потока, м/с;

$d_н$ — наружный диаметр труб, м;

---

* Этот коэффициент учитывает влияние нестационарности процесса переноса теплоты на величину суммарного температурного напора. Величина коэффициента зависит от частоты вращения ротора.

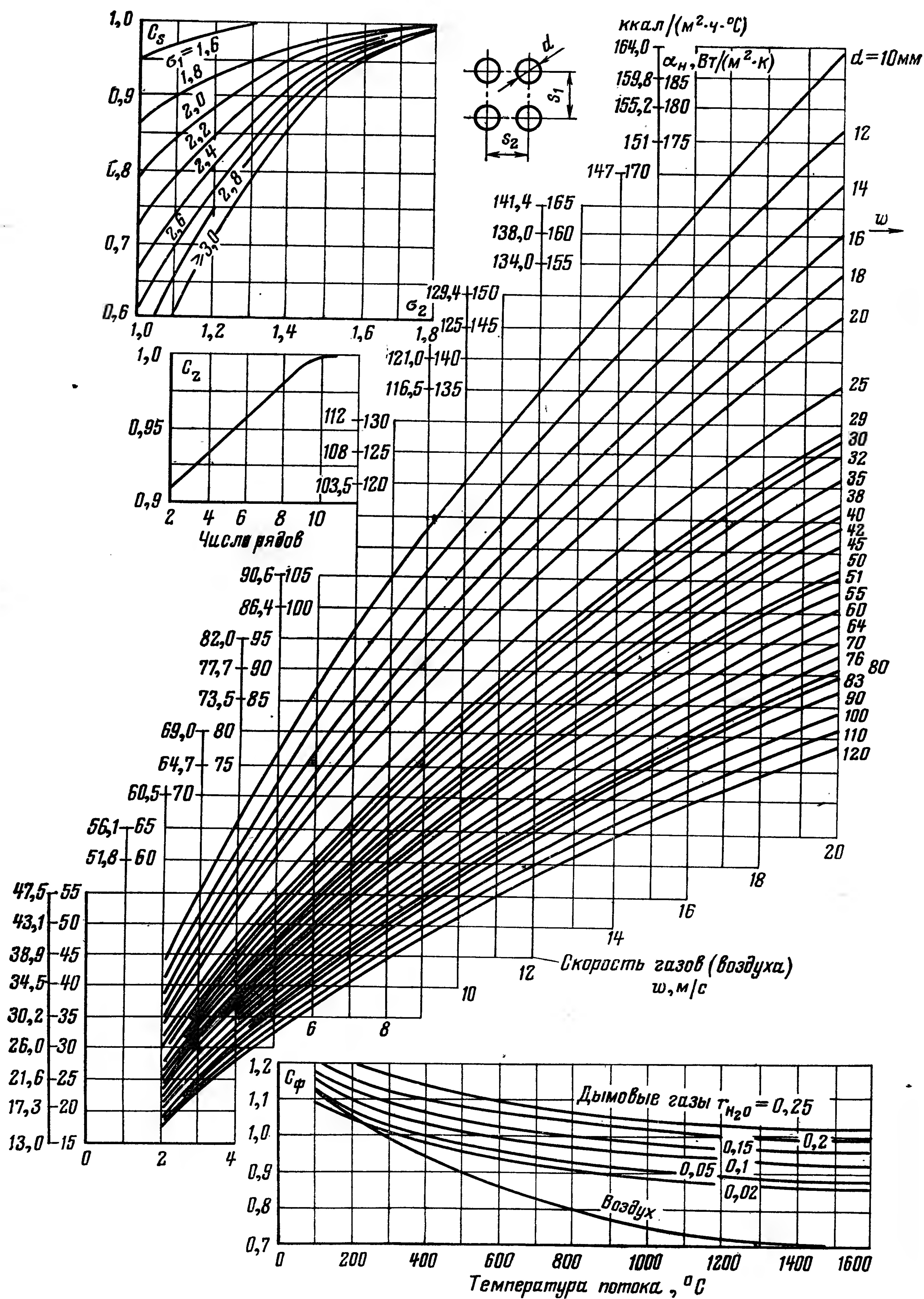


Рис. 2-20. Номограмма для определения коэффициента теплоотдачи конвекцией $\alpha_к$ при поперечном омывании пучков гладких труб с коридорным расположением и поправочных коэффициентов C_z, C_s и $C_ф$. $\alpha_к=\alpha_н C_z C_s C_ф$.

λ — коэффициент теплопроводности потока, Вт/(м·К) или ккал/(м·ч·°С);

ν — коэффициент кинематической вязкости потока, м²/с;

Pr — критерий Прандтля для потока;

C_z — поправка на число поперечных потоку рядов труб;

C_s — поправка на геометрическую компоновку пучка труб, зависящая от среднего относительного шага — поперечного σ_1 и продольного σ_2;

A=0,233 или 0,2 (для СИ) в зависимости от системы единиц.

По формуле (2-158) построена номограмма, изображенная на рис. 2-20.

При поперечном омывании пучка труб с шахматным расположением коэффициент теплоотдачи конвекцией, Вт/(м²·К) или ккал/(м²·ч·°С), находят по формуле

$$\alpha_к = A_1 C_z C_s \frac{\lambda}{d_н} \left(\frac{w d_н}{\nu}\right)^{0,6} \mathrm{Pr}^{0,33}, \qquad (2\text{-}159)$$

где приняты те же обозначения, что и в формуле (2-158), а соответственно A_1=1,163 (для СИ) или 1.

По формуле (2-159) построена номограмма (рис. 2-21).

При различных по ширине и глубине шагах труб или разном их диаметре в расчет вводятся усредненные их значения. Если поверхность нагрева расположена частично в коридорном или шахматном порядке, то определение коэффициента теплоотдачи конвекцией ведется раздельно для каждого из пучков труб, но при средних значениях скорости и температуры в пучке, а затем полученные величины усредняются пропорционально доле поверхности нагрева каждой части.

В том случае, когда поверхность нагрева выполнена на 85% и более по одному из типов пучка труб, определение коэффициента теплоотдачи ведется по основному пучку для всей поверхности нагрева. При направлении омывающего потока газов под углом, меньшим 80°, только для коридорных пучков вводится постоянное значение поправки, равное 1,07.

При продольном омывании поверхности нагрева турбулентным потоком среды, в том числе воды и пара, с состоянием, далеким от критического, коэффициент теплоотдачи конвекцией, Вт/(м²·К) или ккал/(м²·°С), определяют по формуле

$$\alpha_к = B C_t C_d C_l \frac{\lambda}{d_э} \left(\frac{w d_э}{\nu}\right)^{0,8} \mathrm{Pr}^{0,4}. \qquad (2\text{-}160)$$

В формуле:

B=0,0267 (для СИ) и 0,023 (для системы МКГСС);

$d_э$ — эквивалентный диаметр, равный при движении в круглой трубе ее внутреннему диаметру.

При движении в канале любого другого профиля — кольцевого, квадратного и т. д. — $d_э$, м, определяют по формуле

$$d_э = \frac{4F}{u}. \qquad (2\text{-}161)$$

В формуле:

F — сечение канала, м²;

u — полный омываемый средой периметр, м.

Для газохода прямоугольного сечения, заполненного продольно омываемым пучком труб, эквивалентный диаметр, м, можно определить по формуле

$$d_э = \frac{4\left(ab - z\frac{\pi d^2_н}{4}\right)}{2(a+b) + \pi d_н z}. \qquad (2\text{-}162)$$

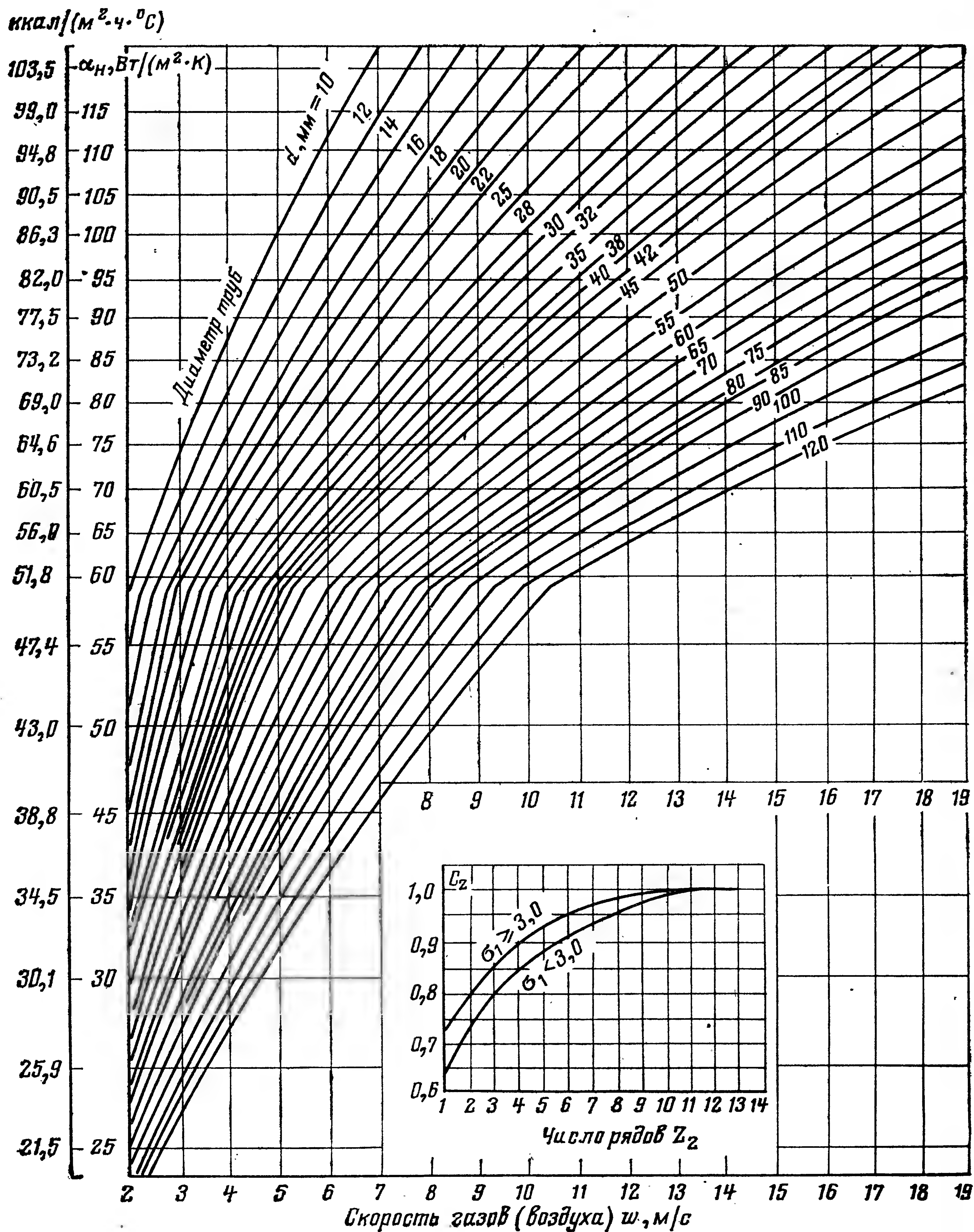


Рис. 2-21. Номограмма для определения коэффициента теплоотдачи конвекцией $\alpha_к$ при поправочных коэффициен

В формуле:

a и b — поперечные размеры газохода в свету, м;

z — число труб в газоходе;

$d_н$ — наружный диаметр труб, м.

Для узких вытянутых щелевых каналов эквивалентный диаметр примерно равен удвоенной ширине щели $d_э \approx 2b$, м.

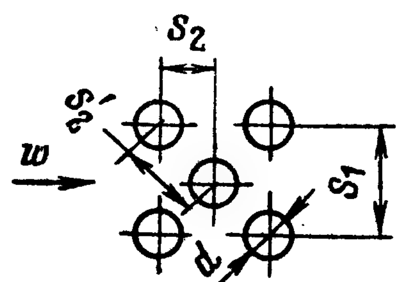
В формуле (2-160) введены также следующие обозначения:

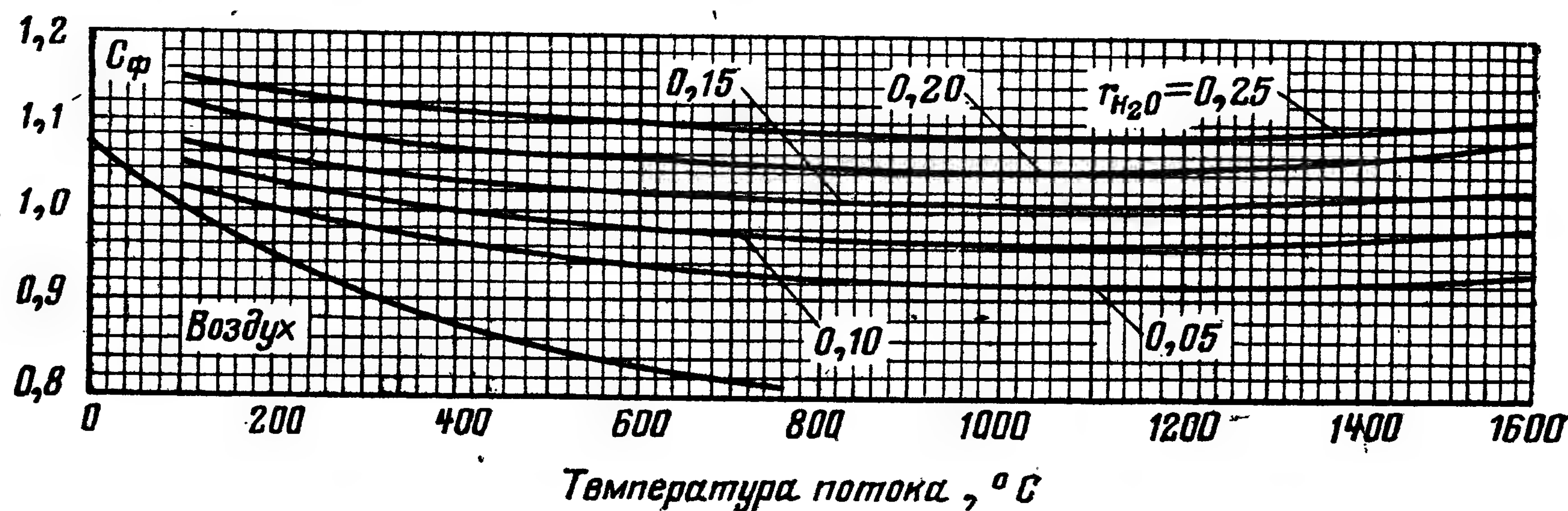
C_t — поправка на температуру, равная при охлаждении газов, нагревании и охлаждении пара и воды 1,0 и определяемая при нагревании газов из выражения $C_t = \sqrt{T/T_{ст}}$ (T — средняя температура газа и $T_{ст}$ — средняя температура стенки, К);

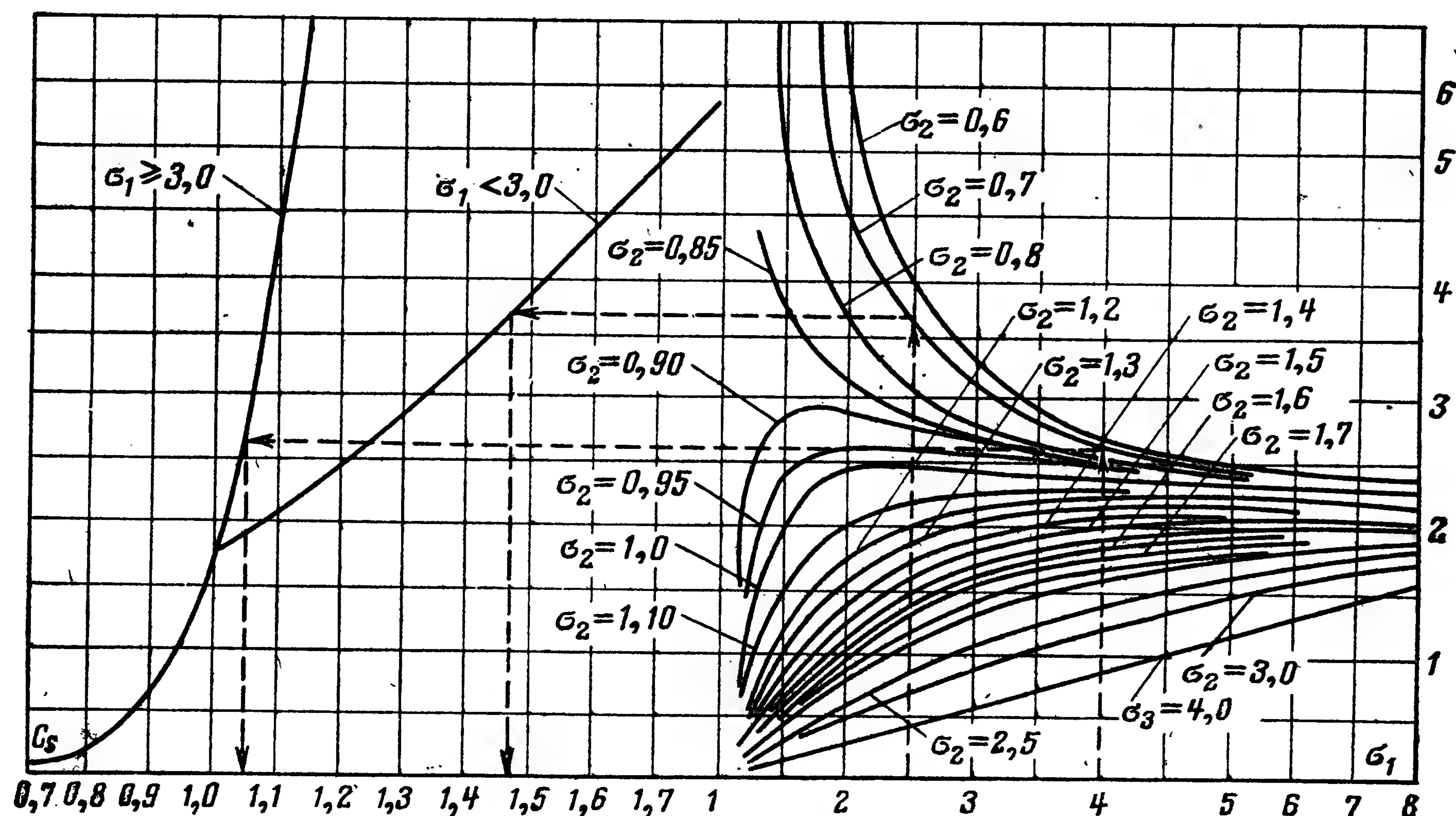
C_d — поправка, вводимая при одностороннем обогреве внутренней или наружной поверхности кольцевого канала; при двустороннем обогреве поправка равна 1,0;

C_l — поправка на относительную длину $l/d_э$.

Остальные обозначения указаны в пояснениях к формуле (2-158).







поперечном омывании пучков гладких труб с шахматным расположением и тов C_z, C_s и $C_ф$. $\alpha_к = \alpha_н C_s C_z C_ф$.

Для определения величины $\alpha_к$ по формуле (2-160) на рис. 2-22 приведена номограмма, позволяющая найти $\alpha_к$ при охлаждении газов или воздуха и при нагревании воздуха.

Для нахождения величины C_t температуру стенки воздухоподогревателя, °С, определяют из выражения $t_{ст} = \frac{\vartheta + t}{2}$,

где t — средняя температура воздуха; ϑ — средняя температура газов.

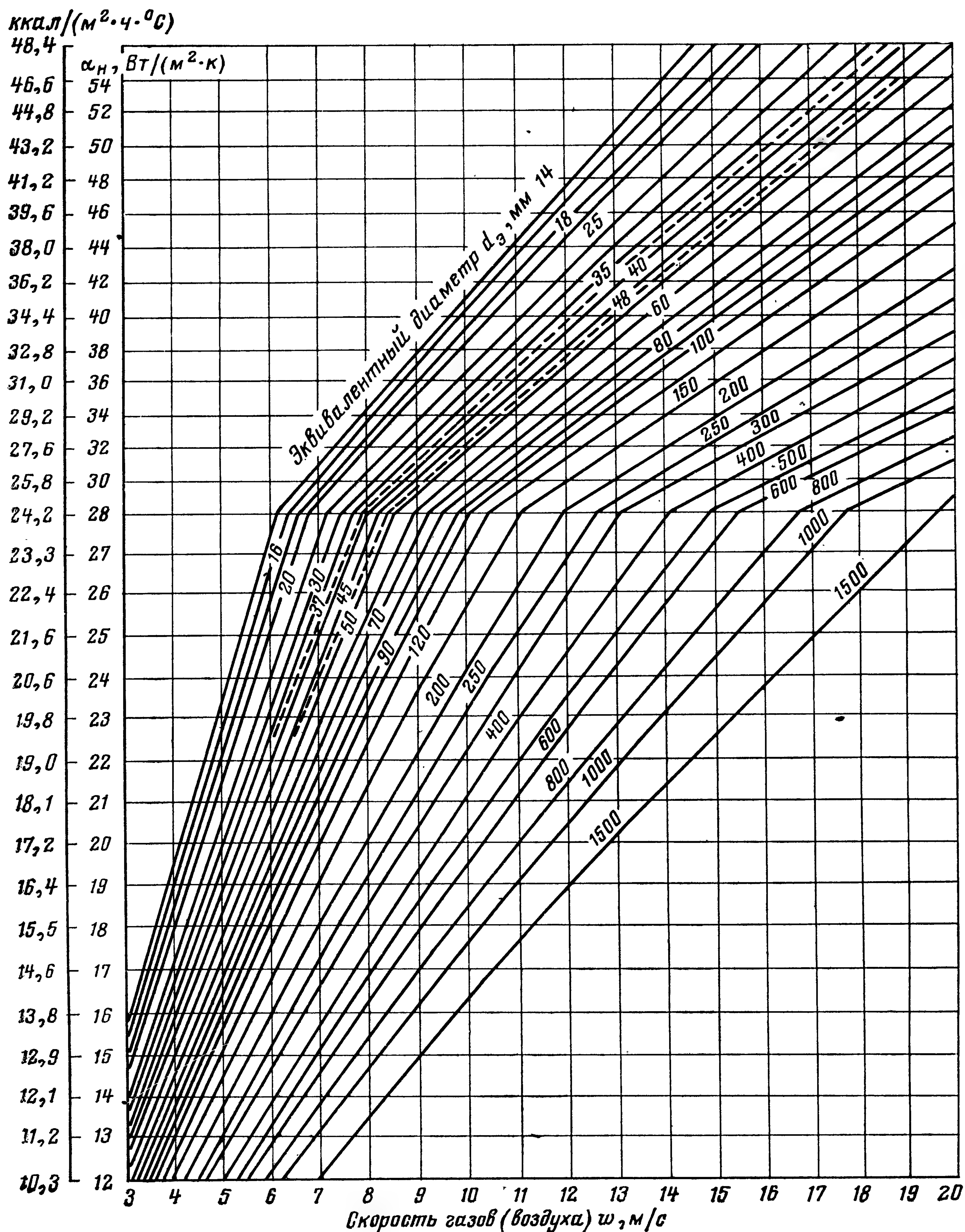


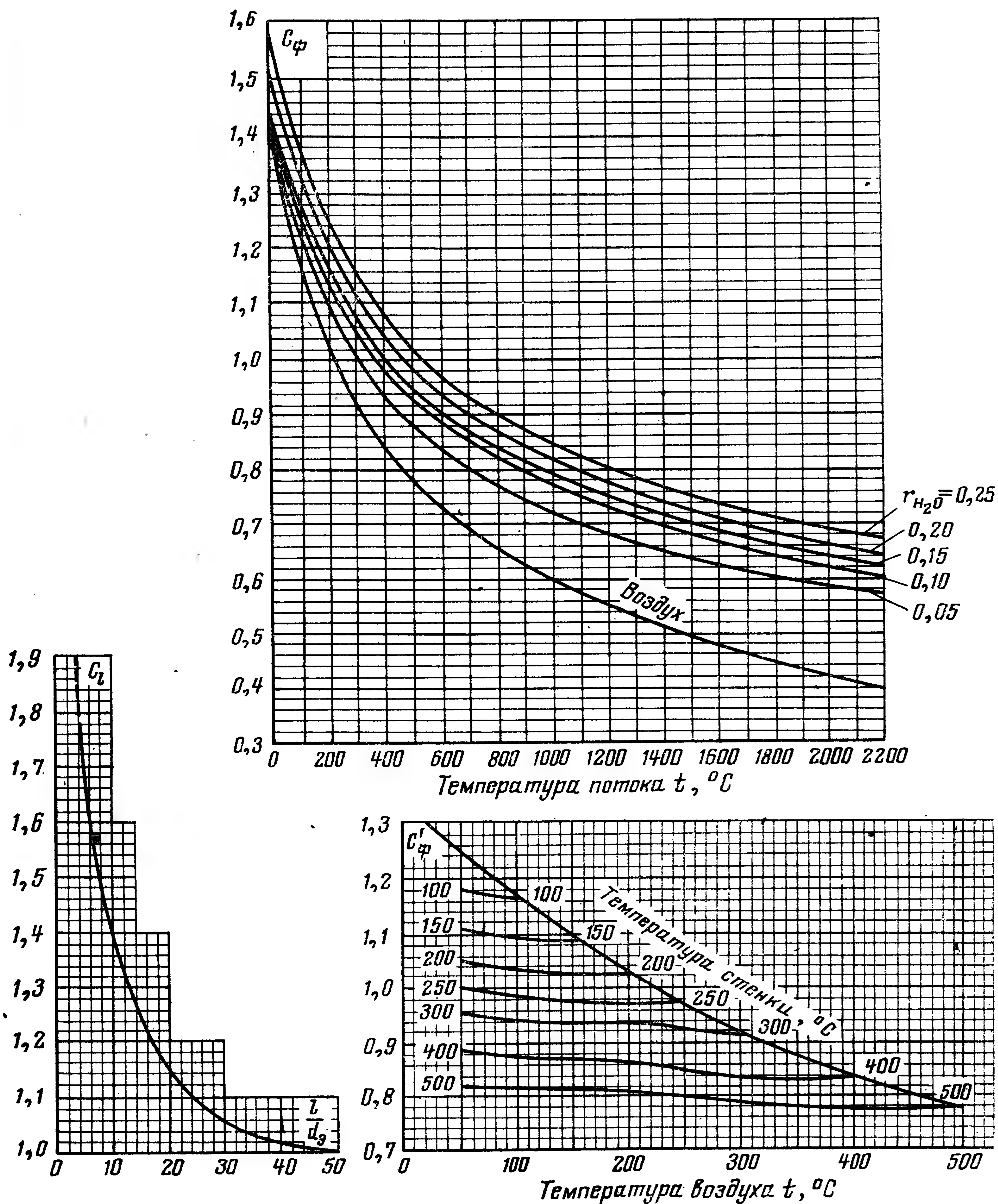
Рис. 2-22. Номограмма для определения коэффициента теплоотдачи для газов и воздуха

При охлаждении дымовых газов и воздуха $\alpha_к = \alpha_н C_ф C_l$;

Для данного случая в величине $C_ф$ учтена и поправка C_t.

При продольном омывании поверхности нагрева паром, имеющим среднюю температуру от 250 до 700°С, коэффициент теплоотдачи можно найти, пользуясь номограммой, изображенной на рис. 2-23; там же приведен график для определения поправочного коэффициента C_d, так как $\alpha=\alpha_н C_d$, Вт/(м^2·К) или ккал/(м^2·ч·°С).

Для определения коэффициента теплоотдачи к некипящей воде, омывающей продольно поверхность нагрева, приведен рис. 2-24, поль-



$\alpha_н$ при продольном омывании гладких труб и поправочных коэффициентов $C_ф$, $C'_ф$ и C_l при нагревании воздуха $\alpha_к=\alpha_н C'_ф C_l$.

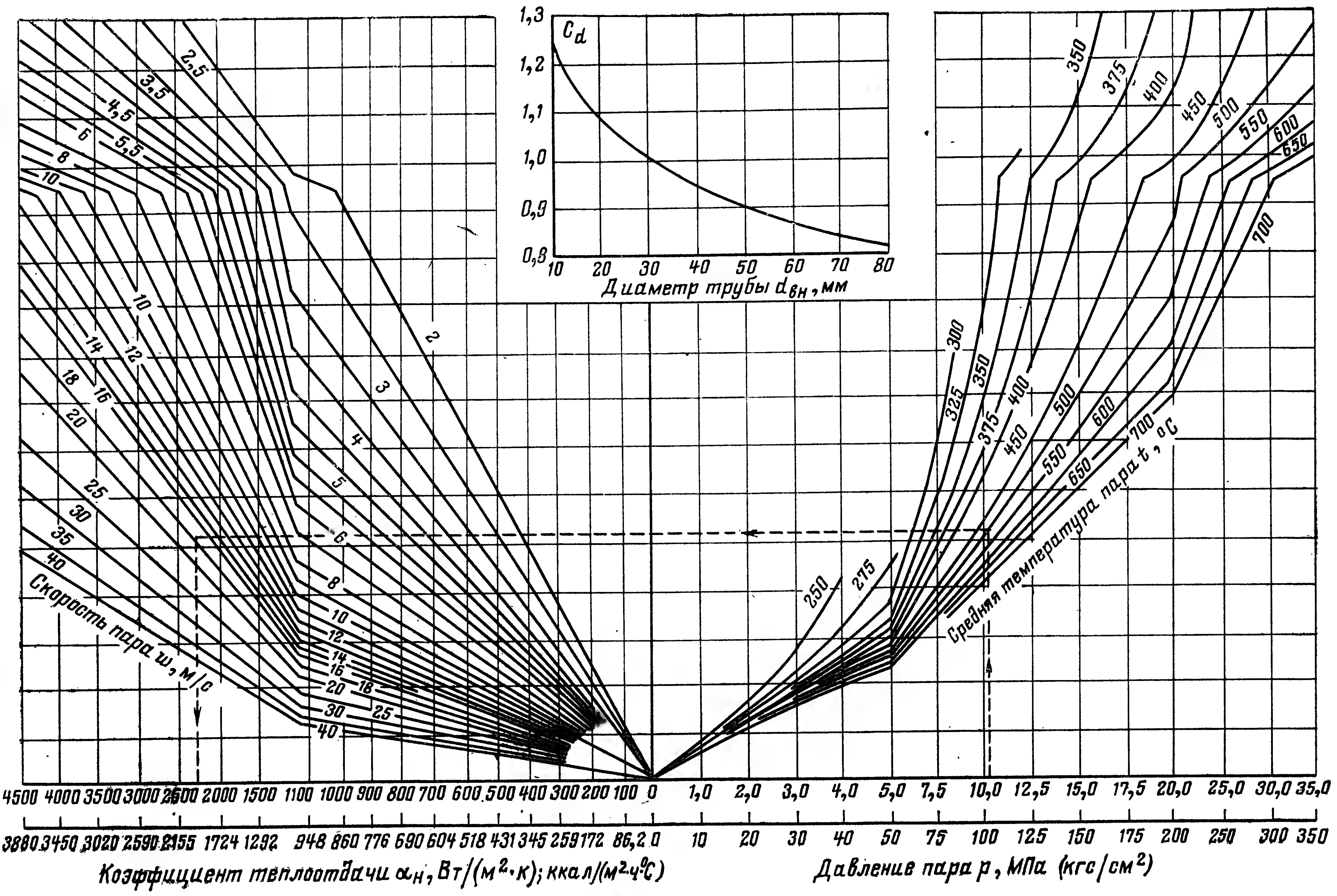


Рис. 2-23 Номограмма для определения коэффициента теплоотдачи для пара $\alpha_н$ и поправочного коэффициента C_d.

зуясь которым определяют $\alpha_н$ и поправочный коэффициент на среднюю температуру воды C_t. Действительная величина $\alpha = \alpha_н C_t$, Вт/(м²·К) или ккал/(м²·ч·°С).

Найденные по номограммам 2-22—2-24 значения α численно равны коэффициентам теплоотдачи от стенки к среде α_2. Если возникает необходимость определения значений коэффициентов теплоотдачи

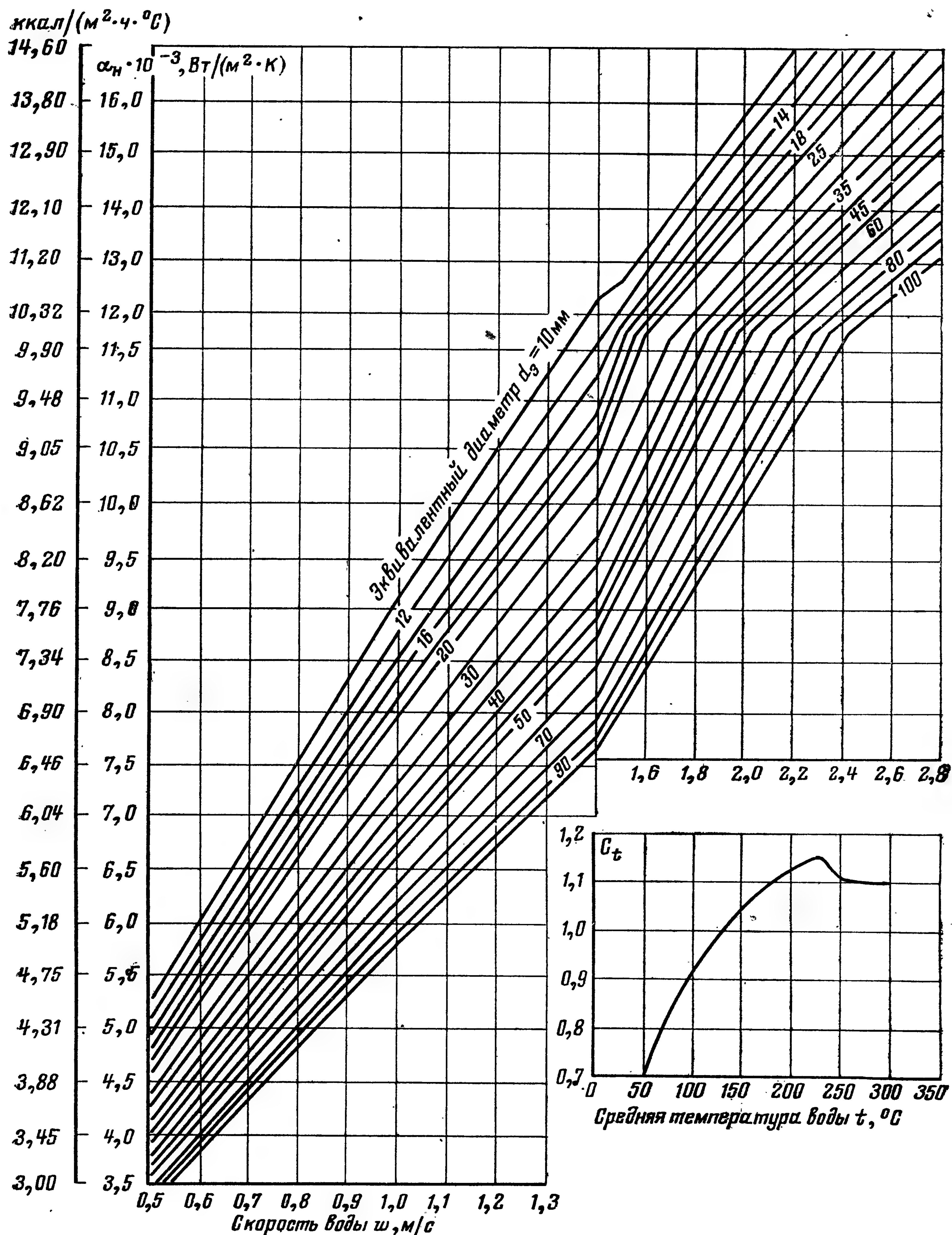
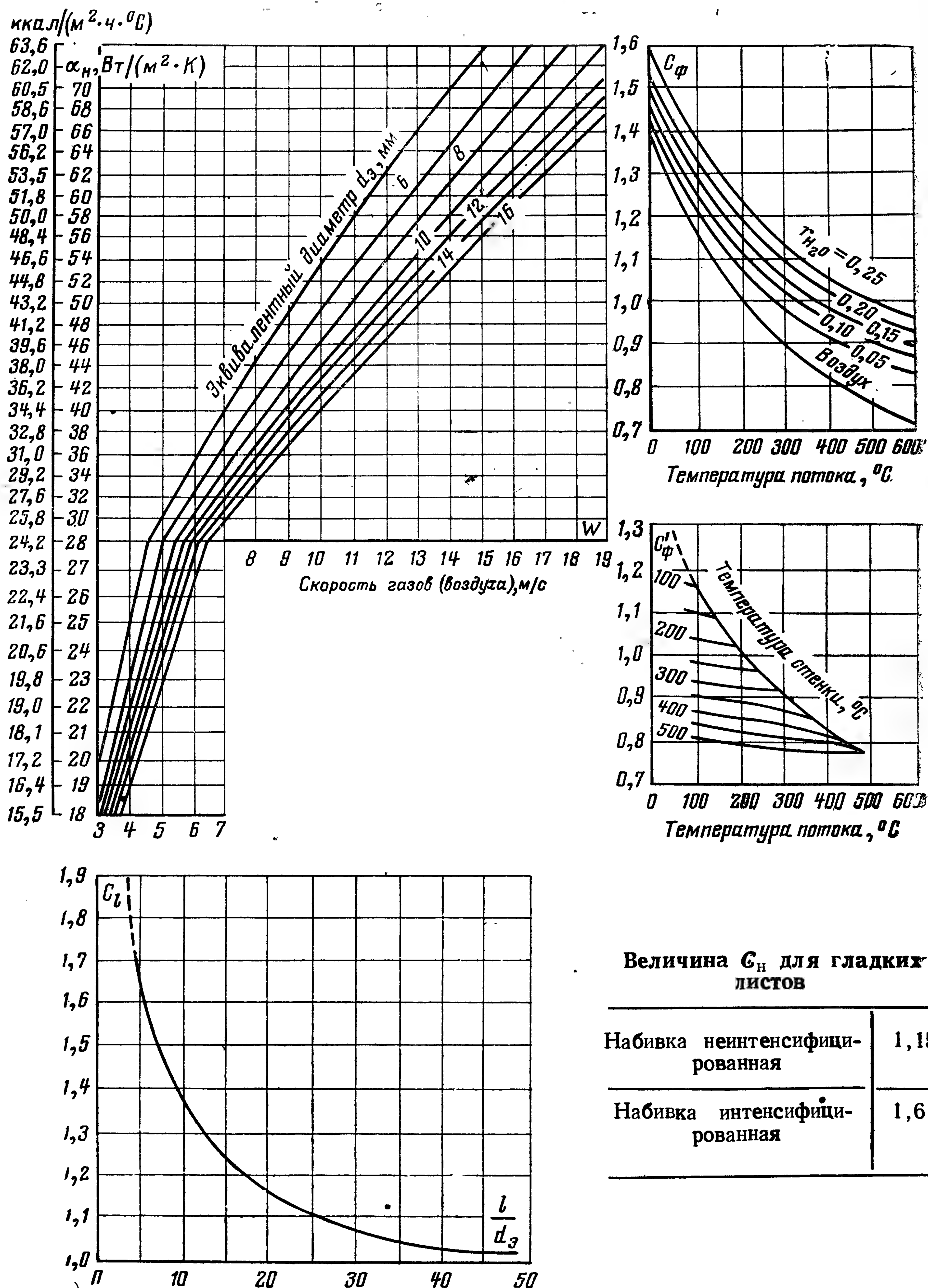


Рис. 2-24. Графики для определения коэффициента теплоотдачи при продольном омывании некипящей водой $\alpha_н$ и поправочного коэффициента на среднюю температуру C_t.



Величина $C_н$ для гладких листов

Набивка неинтенсифицированная	1,15
Набивка интенсифицированная	1,6

Рис. 2-25. Графики для определения коэффициентов теплоотдачи $\alpha_н$ в регенеративных воздухоподогревателях от газов к стенке и от нее к воздуху при продольном омывании и поправочных коэффициентов $C_н$, $C_ф$, $C'_ф$ и C_l.

при продольном омывании средой стенок труб при других условиях, то используют рекомендации, приведенные в [Л. 12].

Для регенеративных воздухоподогревателей с вращающимся ротором коэффициент теплоотдачи от газов к стенке и от стенки к воздуху, Вт/(м^2·К) или ккал/(м^2·ч·°С), можно определять по формуле

$$\alpha_к = AC_tC_l \frac{\lambda}{d_э} \left(\frac{wd_э}{\nu}\right)^{0,8} \mathrm{Pr}^{0,4}, \qquad (2\text{-}163)$$

где величина C_t определяется с помощью выражения, приведенного в объяснениях к формуле (2-160), а величина C_l находится по кривым

Таблица 2-19

Значение коэффициента A в формуле (2-163) и $d_э$ для различных типов набивок регенеративного воздухоподогревателя

Показатель	Вид закладываемых листов набивки			
	волнистые и дистанцирующие	гладкие и дистанцирующие	волнистые при суммарной высоте волн $a+b$, мм	
			2,4	4,8
Коэффициент A при расчете:				
по СИ	0,031	0,025	0,031	0,043
по МКГСС	0,027	0,021	0,027	0,037
$d_э$, мм	9,6	9,8	7,8	9,8

на рис. 2-25. Пользуясь этой номограммой, можно определить в зависимости от известной скорости газов или воздуха величину $\alpha_н$ и поправочные коэффициенты на характер листов $C_н$, их длину C_l и физические свойства газов $C_ф$ или воздуха $C^1_ф$, поскольку для газов $\alpha = \alpha_н C_н C_l C_ф$, а для воздуха $\alpha = \alpha_н C_н C_l C'_ф$, Вт/(м^2·К) или ккал/(м^2·ч·°С).

Коэффициент A, входящий в формулу (2-163), зависит от типа закладываемых в воздухоподогреватель листов, так называемой «набивки», и его значение определяется по табл. 2-19.

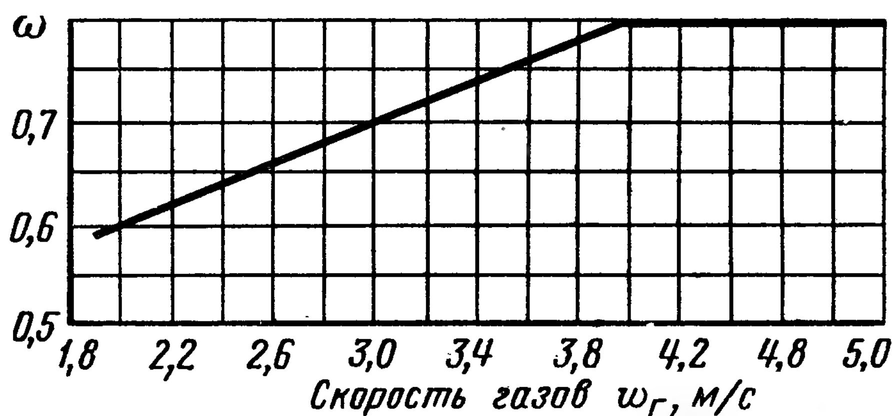


Рис. 2-26. Коэффициент омывания ширмовых поверхностей, расположенных вверху топочной камеры.

По рис. 2-26 находят значение коэффициента омывания для ширмовых поверхностей нагрева, расположенных вверху топочной камеры, или принимают равным 0,7—0,9 при расположении таких поверхностей в горизонтальном газоходе и равным 1,0 для всех остальных случаев.

Далее, зная значение коэффициента теплоотдачи конвекцией от газов к стенке $\alpha_к$ и значение коэффициента теплоотдачи излучением $\alpha_л$, из формулы (2-157) находят значение коэффициента теплоотдачи α_1 от газов к стенке.

Используя табл. 2-18, можно найти ψ для подогревающих и испаряющих воду поверхностей нагрева и по формуле (2-151) определить значение коэффициента теплопередачи k.

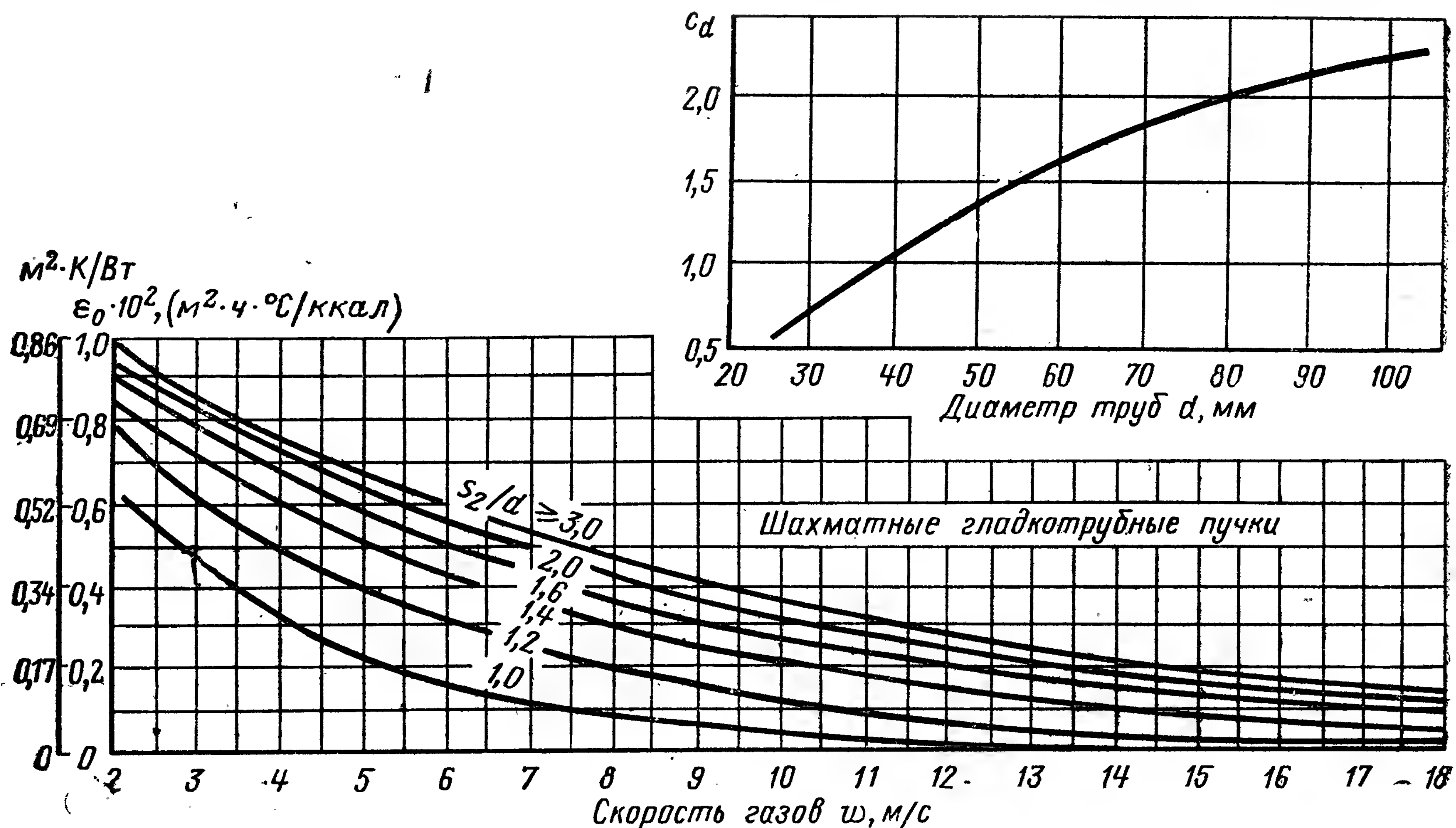


Рис. 2-27. График для определения исходного коэффициента загрязнения ε гладких труб шахматного пучка.

Так же поступают и при сжигании газа и мазута в случаях расположения труб в пучках коридорном и шахматном, а также при сжигании твердого топлива и коридорном пучке из гладких труб. Для пароперегревателей используют формулу (2-152).

При сжигании твердого топлива и движении продуктов сгорания через ширмы, шахматные пучки из гладких труб или вдоль последних, кроме коэффициентов теплоотдачи от газов к стенке, определяют коэффициент загрязнения ε, зависящий от скорости газов, их температуры, диаметров труб и их расположения, применяемого метода очистки труб, а также от вида топлива, точнее от фракционного состава золы.

Коэффициент загрязнения ε, м²·К/Вт или м²·ч·°С/ккал, определяется по формуле:

$$\varepsilon = \varepsilon_0 C_d C_{фр} + \Delta\varepsilon. \qquad (2\text{-}164)$$

В формуле:

ε_0 — исходный коэффициент загрязнения, значение которого находят с помощью графика рис. 2-27 в зависимости от скорости газов;

C_d — поправка на диаметр труб, определяемая по тому же графику (рис. 2-27);

$C_{фр}$ — поправка на фракционный состав золы, характеризуемый содержанием частиц с размером более 30 мкм (R_{30}), и определяемая из формулы

$$C_{фр} = 1 - 1{,}18 \lg \frac{R_{30}}{3{,}37}; \qquad (2\text{-}165)$$

$\Delta\varepsilon$ — поправка, значение которой принимают по данным табл. 2-20.

При отсутствии надежных данных о фракционном составе золы топлива поправку $C_{фр}$ можно принять для углей и сланцев равной 1 и для торфа 0,7. Определив по формуле (2-164) значение коэффициента загрязнения ε, можно по формулам (2-153) или (2-154) при найденных значениях коэффициентов теплоотдачи от газов к стенке α_1

Таблица 2-2

Значения поправок $\Delta\varepsilon$ к значению коэффициента загрязнения ε

Вид топлива	Поправка $\Delta\varepsilon$ для перегревателя	Поправка $\Delta\varepsilon$ для других поверхностей при температуре газов <400°C
Все топлива, дающие сыпучие отложения	0,003	0,002
Антрацитовый штыб	0,003	0,002
Угли Канско-Ачинского бассейна	0,004	0,003

и от стенки к нагреваемой среде α_2 подсчитать коэффициенты теплопередачи k для рассчитываемой поверхности нагрева.

В котельных установках малой и средней производительности водяные экономайзеры часто выполняют чугунными из труб с ребрами. Определение коэффициентов теплопередачи для них следует выполнять по графикам рис. 2-28. Найденное по графику рис. 2-28 значение $k_н$ необходимо умножить на коэффициент C_ϑ, зависящий от средней температуры газов и определяемый с помощью графика, приведенного на том же рис. 2-28; величина $k=k_нC_\vartheta\times1{,}163$ в СИ или $k=k_нC_\vartheta$ для системы единиц МКГСС.

При сжигании мазута полученное по этой формуле значение коэффициента теплопередачи умножается на 0,75.

При подогреве воздуха в чугунных ребристых или ребристо-зубчатых воздухоподогревателях их тепловой расчет ведется аналогично расчету трубчатых воздухоподогревателей; значение коэффициентов теплоотдачи с газовой и воздушной стороны определяют по [Л. 12].

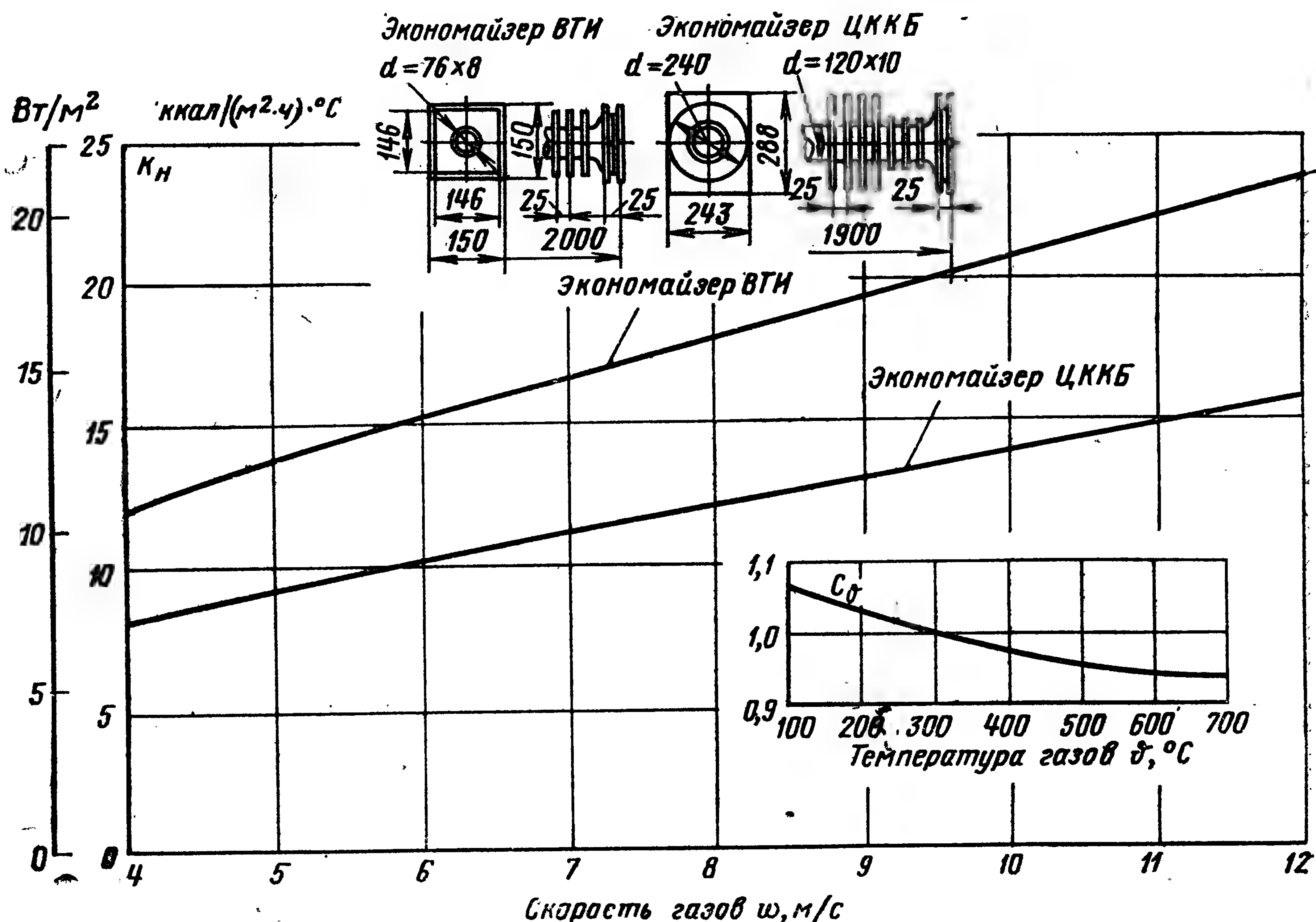


Рис. 2-28. Графики для определения коэффициента теплопередачи $k_н$ в чугунных ребристых водяных экономайзерах системы ВТИ и ЦККБ и поправочного коэффициента на температуру газов C_ϑ.

При выполнении проверочного теплового расчета возникают затруднения при выборе температур продуктов сгорания за данной поверхностью нагрева ϑ'', поскольку определение температурного напора и коэффициента теплопередачи возможно при известных ϑ' и ϑ'', а для перегревателя, водяного экономайзера и водогрейного котла и температуры рабочего тела — за их рассчитываемыми поверхностями.

Вместо решения уравнений подбором целесообразно применить следующий графический способ. Для расчета конвективных газоходов обычно используют уравнение (2-137), в котором известны начальная температура и энтальпия дымовых газов. При расчете испаряющих поверхностей нагрева — фестона, первого пучка труб котла или ширм с испарением воды в них — следует задаться двумя температурами продуктов сгорания за газоходом с интервалом между ними порядка 100°С и провести расчеты по уравнениям (2-136) и (2-137).

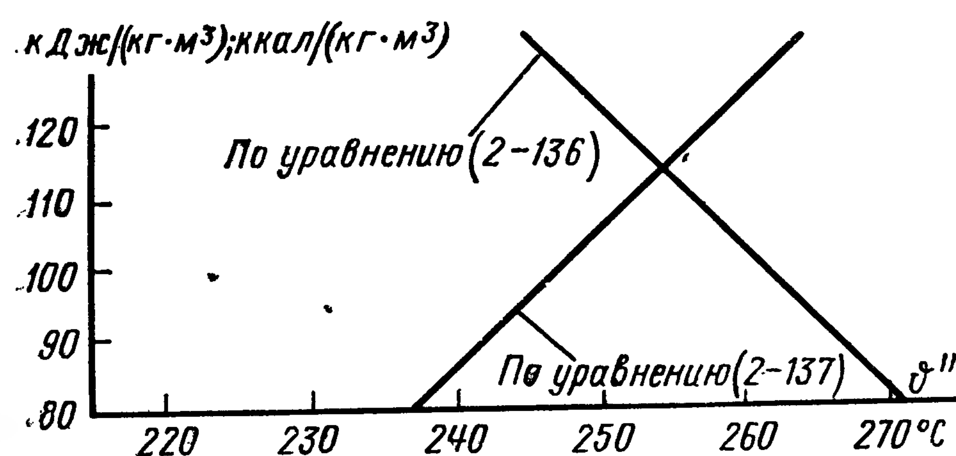


Рис. 2-29. Пример графического способа определения температуры за конвективной поверхностью нагрева.

По полученным данным следует построить график типа показанного на рис. 2-29.

Если точка пересечения линий окажется в пределах выбранных значений температуры за газоходом, уточнения расчета проводить не следует, а нужно лишь по полученной температуре продуктов сгорания определить энтальпию в конце газохода и количество переданной теплоты.

При расположении точки пересечения за пределами предварительно принятых значений и получении температуры за газоходом, отличающейся от принятой более чем на 50°С, следует пересчитать все величины. Если указанное расхождение меньше 50°С, то пересчета коэффициента теплопередачи проводить не нужно, следует лишь пересчитать температурный напор и баланс теплоты по формуле (2-136).

При расчете пароперегревателя, расположенного в конвективном газоходе, для более точного определения температуры газов за перегревателем необходимо использовать следующее уравнение. Количество теплоты, переданное в пароперегревателе, МВт или ккал/ч,

$$Q_{пе} = D(i''_{пе} - i''_{н}) = D[i''_{пе} - (rx + i')], \qquad (2\text{-}166)$$

позволяющее вместе с формулой (2-136) определить без подбора значения энтальпии и температуры продуктов сгорания топлива за перегревателем: кДж/кг, кДж/м³ или ккал/кг, ккал/м³;

$$I'' = I' - \frac{D(i''_{пе} - i'_{н})}{\varphi B_{р}}. \qquad (2\text{-}167)$$

В формуле:

$i''_{пе}$ — энтальпия перегретого пара, кДж/кг или ккал/м³;
$i''_{н}$ — то же насыщенного пара;
r — скрытая теплота испарения;
i' — энтальпия кипящей воды, кДж/кг, ккал/кг;
x — степень сухости пара.

Значения энтальпий следует принять по табл. 2-11 и 2-12. Далее расчет выполняется таким же путем, что и для первого газохода: определяются скорости газов, коэффициенты теплоотдачи, тепловой эффективности (или загрязнения) и теплопередачи, а также температурный напор.

При наличии регулятора температуры пара, встроенного в паровой тракт перегревателя, следует учитывать количество теплоты, отбираемой или вносимой регулятором при данной нагрузке котлоагрегата.

Количество теплоты, переданной в стальном водяном экономайзере, при известных значениях температуры и энтальпии продуктов сгорания топлива перед ним, МВт или ккал/ч, можно найти из следующего уравнения:

$$Q_{эк}=(D+D_{пр})(i'_{эк_2}-i_{п.в}). \qquad (2\text{-}168)$$

где $D_{пр}$ — количество воды, удаляемое из барабана котлоагрегата с продувкой, кг/с или т/ч.

Приравнивая воспринятое водой количество теплоты и найденное по уравнению (2-168) с количеством теплоты, подсчитанным по формуле (2-137), и зная из предыдущих расчетов значение I^1, можно найти значение энтальпии продуктов сгорания за водяным экономайзером или при заданной температуре уходящих газов определить значение энтальпии воды после экономайзера.

Если водяной экономайзер чугунный, то допустимая энтальпия воды за ним задана. В этом случае с помощью уравнения (2-168) находят количество теплоты, которое допустимо передать, а с помощью уравнения (2-136) можно найти значения и энтальпию уходящих газов и их температуру, т. е. проверить совпадение выбранного и полученного значений температур. Если полученная в результате расчета температура уходящих газов отличается от принятой не более чем на ± 10°C, расчет можно считать законченным и определить поверхность нагрева.

Наконец, возможен и такой способ расчета, при котором количество теплоты, передаваемой в водяном экономайзере, находят по разности использованной теплоты топлива и суммарного количества теплоты, воспринятой в отдельных частях котлоагрегата без экономайзера, МВт или ккал/ч:

$$Q_{эк}=BQ_н^р\eta_{ка}^{бр}-\Sigma Q_{топки}-\Sigma Q_{газоходов}. \qquad (2\text{-}169)$$

В этом случае расчетом водяного экономайзера заканчивается составление теплового баланса котлоагрегата.

Количество теплоты, переданной в воздухоподогревателе, может быть найдено по уравнению баланса теплоты со стороны воздуха, МВт или ккал/ч:

$$Q_{взп}=\left(\beta+\frac{\Delta\alpha_{взп}}{2}\right)(I''_{взп}-I'_{взп})B_р. \qquad (2\text{-}170)$$

В формуле:

$I''_{взп}$ и $I'_{взп}$ — энтальпия воздуха соответственно на выходе и входе в воздухоподогреватель;

$\Delta\alpha_{взп}$ — присос воздуха в воздухоподогревателе;

β — доля воздуха, определяемая из выражения (2-104).

8*

При поверочном расчете, когда известно значение $I'_{взп}$ и задана $\vartheta_{ух}$, искомым является значение $I''_{взп}$. Определив это значение по уравнениям (2-137) и (2-170), предварительно задаваясь значением температуры горячего воздуха, сопоставляют полученное значение температуры с принятым. При расхождении в 40°С и менее расчет считают законченным.

Выполнение поверочного теплового расчета можно считать завершенным, если полученное значение температуры уходящих газов отличается от принятого вначале не больше, чем на 10%.

Заканчивают тепловой расчет определением невязки теплового баланса, т. е. суммированием количества теплоты, воспринятого отдельными поверхностями нагрева в топочной камере и газоходах и найденного из уравнений теплового баланса для топки и конвективных газоходов с поверхностями нагрева. Величина невязки баланса теплоты при правильном выполнении расчета должна быть незначительной и не превышать 0,5% от располагаемого количества теплоты.

Глава третья

ТОПОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА

3-1. СЛОЕВЫЕ РУЧНЫЕ И МЕХАНИЗИРОВАННЫЕ ТОПКИ

Для сжигания кусков твердого топлива более простыми по способу подготовки топлива к сжиганию являются слоевые топки с ручными колосниковыми решетками. Одна из таких топок показана на рис. 3-1.

Топливо в топку подается на слой, лежащий на колосниковой решетке, через загрузочное отверстие *1*, закрываемое дверцей с размерами 350×450 мм. Подача топлива, разравнивание его слоя, перемешивание на решетке — шуровка топлива и удаление золы в таких топках обычно не механизированы. Топка под колосниками *2* оборудована бункером *8*, который служит для сбора шлака, попадающего через поворачивающиеся на 90° специальные колосники *4*. При отсутствии бункера *8* под решеткой выполняют зольник со второй дверцей на фронт топки, служащей для удаления шлака.

Для защиты от воздействия высоких температур чугунную дверцу над колосниковой решеткой защищают изнутри стальным листом или огнеупорным кирпичом. Обмуровка, в которой размещена топочная дверца, защищена чугунной плитой от разрушения инструментом, используемым при обслуживании.

Ручные топки с горизонтальной и слабонаклонной решеткой применяют для сжигания антрацита, каменного и бурого угля. Решетки собирают из нескольких рядов колосников (рис. 3-1,*а*), выполняемых в виде плит с отверстиями, расширяющимися книзу, или балочек, имеющих вертикальные щели. Плиты или балочки опираются на поперечные балки *3*, концы которых закреплены в стенах топочной камеры. Сквозь отверстия и щели в колосниковой решетке снизу поступает воздух, необходимый для горения топлива. В пространство под колосниковой решеткой, называемое золовым бункером, зольником или поддувалом, падают частицы топлива, золы и шлака. Для периодического удаления провала золовой бункер оборудуют дверцей-затвором *5*.

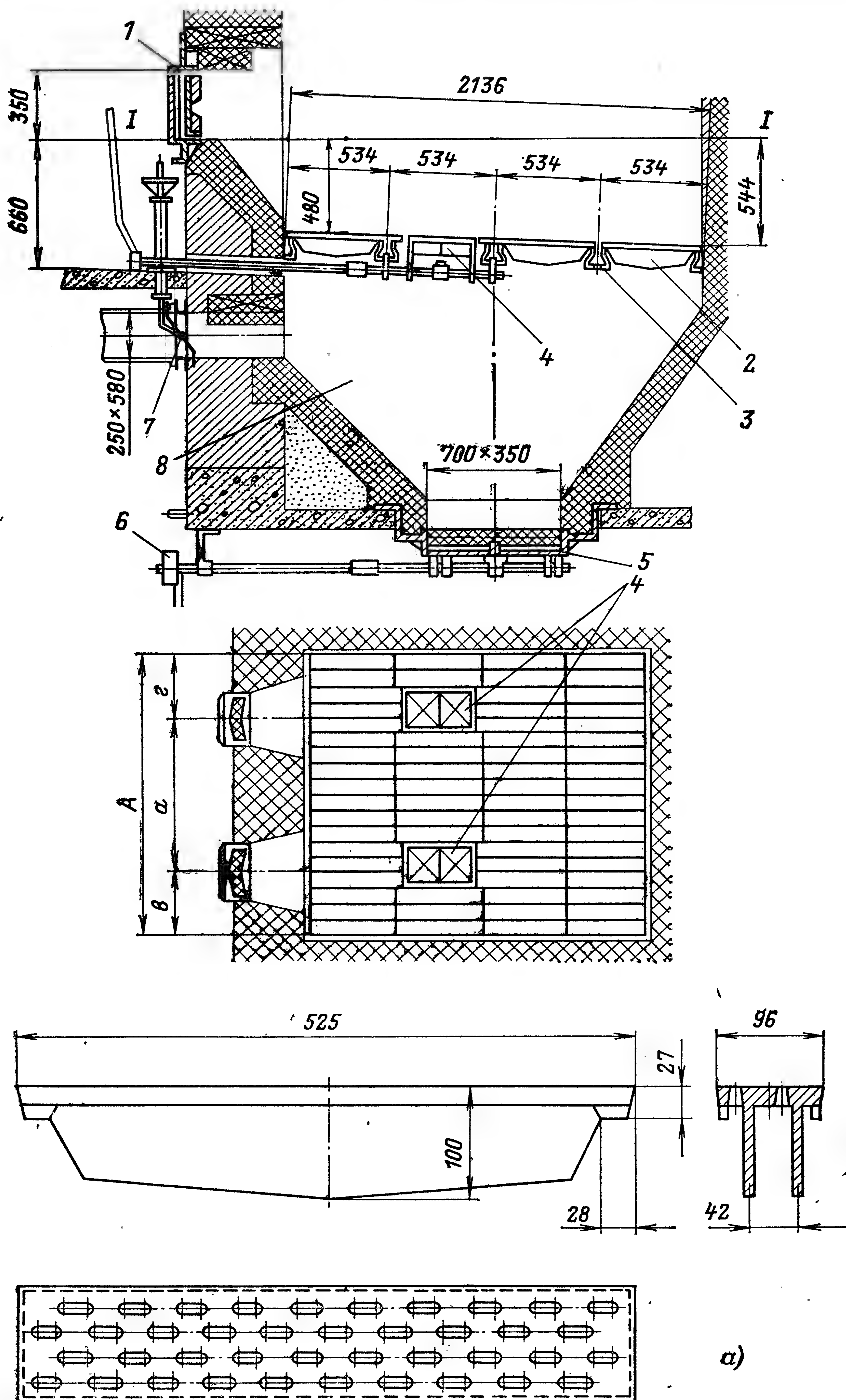


Рис. 3-1. Ручная горизонтальная колосниковая решетка.
а — колосник.

Подача воздуха через слой топлива и в топочную камеру осуществляется от вентилятора в зольник металлическими коробами *7*. Для регулирования расхода воздуха в коробах предусмотрены заслонки.

В котлоагрегатах самой малой производительности воздух в зольник поступает через дверцу за счет разрежения, создаваемого дымовой трубой.

Отверстия и щели между колосниками для поступления воздуха имеют размеры, зависящие от сорта топлива и размера кусков. При сжигании мелкокускового топлива с малым выходом летучих площадь всех отверстий, называемая живым сечением, составляет 12%; при сжигании более крупных кусков топлива с выходом летучих до 45% живое сечение решетки увеличивают до 18%.

Плитчатые колосники выпускаются стандартными и укладываются на подколосниковые балки с наклоном от дверки к горизонтали от 0 до 6,5° (рис. 3-1,*а*).

Каждая дверка для загрузки топлива расположена на расстоянии от пола котельной до нижней кромки отверстия 750 мм и размещена в фронтовой плите, имеющей ширину 720 и высоту 1300 мм. Каждый ряд колосников вместе с зазорами между ними имеет ширину 100 мм и длину 534 мм. Колосники изготовляются из чугуна, иногда с присадкой хрома, кремния или алюминия (алитированного). Со стороны поступления воздуха колосники снабжаются ребрами с высотой до 100 мм для лучшего охлаждения.

Котлы производительностью больше 0,5 кг/с (2 т/ч) должны иметь бункер и шлаковый затвор шириной от 350 до 800 мм и длиной от 500 до 1100 мм с приводом *6*. Наличие шлакового бункера позволяет устраивать перерывы между чистками топки длительностью в несколько часов.

Число опрокидных колосников *4* равно числу отверстий — дверок во фронте топки, т. е. от одного до трех; число шлаковых затворов в топках с ручным обслуживанием не превышает одного-двух.

При наличии нескольких опрокидных колосников зольник разделяют кирпичными перегородками на отсеки, число которых равно числу опрокидных колосников. Такое деление необходимо для обеспечения возможности регулирования подачи воздуха и топлива в соответствии с процессом, идущим на каждой части колосниковой решетки.

Наибольшая длина решетки при ручной загрузке топлива не должна превышать 2200 мм, ширина решетки — 3500 мм и зеркало горения при трех фронтах — не более 7,5 м².

При сжигании на ручной колосниковой решетке бурых углей конструкция решетки выполняется аналогично решетке для каменных углей и антрацита, но число фронтовых плит увеличивается иногда до четырех, и при длине колосниковой решетки в 2670 мм зеркало горения может быть 9,35 м².

Основными стадиями работы ручной колосниковой решетки являются загрузка топлива на слой горящего кокса через топочную дверцу; подготовка топлива к сжиганию (прогрев и подсушка); горение (выделение летучих: их сгорание и дожигание кокса). Загруженное холодное топливо, закрывая слой горящего топлива, прекращает его излучение. В топках с нижним зажиганием (см. стр. 74) прогрев топлива и его подготовка к воспламенению осуществляются за счет передачи теплоты от газов и воздуха, поступающих из ниже расположенных слоев и от лежащего ниже горящего топлива. Излучение

обмуровки и факела в топочной камере в этом процессе невелико. Во время этой стадии работы топки выделение теплоты уменьшается и производительность котельного агрегата снижается. Количество воздуха, поступающего в топку на этом этапе и при загрузке топлива, превышает потребное. Обычно время между двумя загрузками топлива составляет 5—15 мин.

После прохождения всех подготовительных стадий топливо воспламеняется и начинается выделение в топочную камеру летучих и других продуктов полного и неполного сгорания топлива. В это время потребность в воздухе наибольшая. Однако после загрузки топлива и в период выделения летучих сопротивление слоя проходу воздуха возрастает; при неизменном разрежении в топочной камере количество поступающего воздуха уменьшается, т. е. на этой стадии сжигания топлива для обеспечения полноты сгорания воздуха недостаточно.

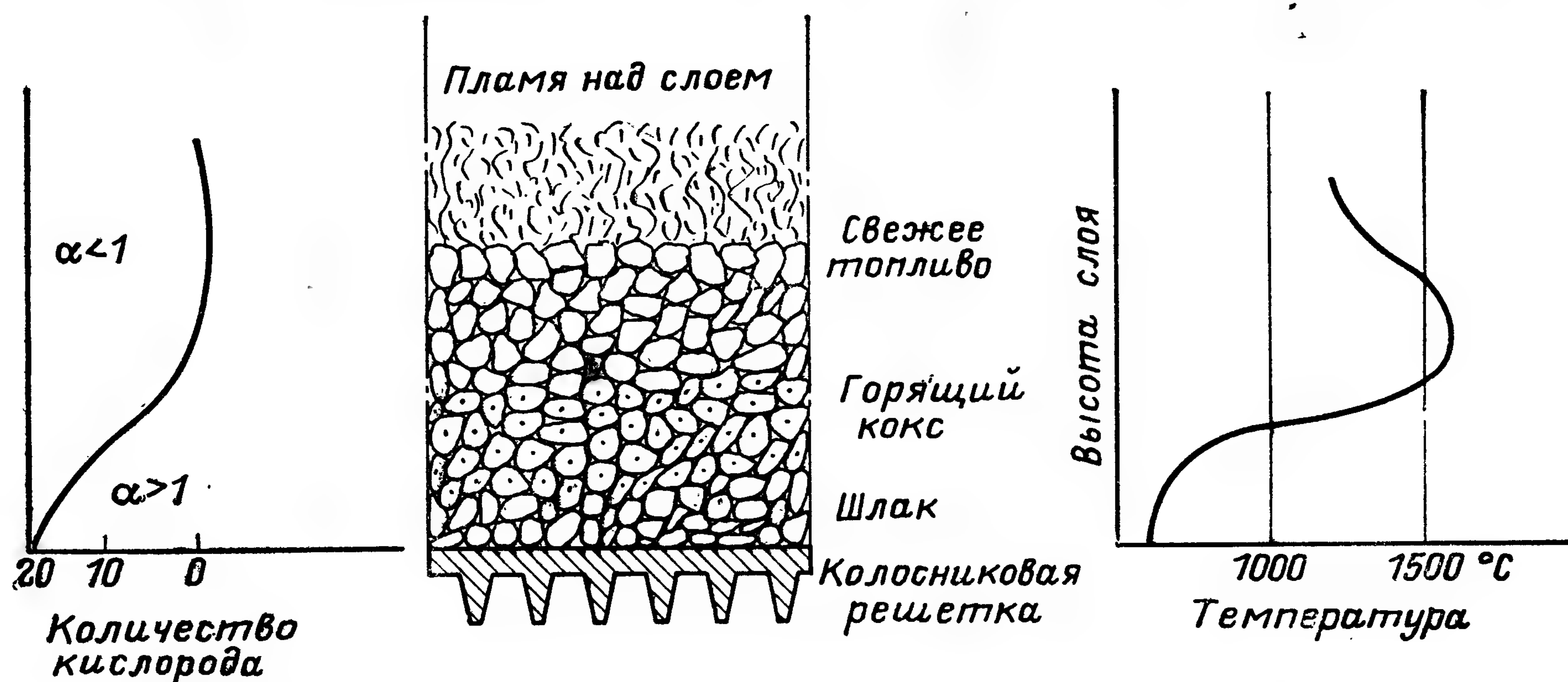


Рис. 3-2. Схема процесса горения топлива на ручной колосниковой решетке.

Особенно важно в это время обеспечить равномерную толщину слоя на решетке, отсутствие в слое мест, где воздух может прорывать слой топлива и шлаков (кратеров горения), и создание повышенного разрежения.

Наступающее затем прогорание слоя топлива, образование кокса и шлака снижают сопротивление слоя и требуют меньшего количества воздуха. Если не изменить в это время разрежение в топке и не уменьшить подачу воздуха, то через слой в камеру топки будет поступать излишнее количество воздуха, что приводит к снижению производительности котла. Особенно резко сказываются эти стадии у топочных камер с одним отверстием для загрузки топлива и при глубоком выжиге кокса.

Некоторое представление о процессе горения — расположении топлива на ручной колосниковой решетке, температурах в слое, количестве воздуха — кислорода, потребного и фактического, можно видеть из рис. 3-2.

Неравномерность работы ручной колосниковой решетки больше для топлив несортированных с высоким выходом летучих, спекающихся и многозольных. Поэтому оптимальная толщина слоя топлива, кокса и шлаков на ручной колосниковой решетке различна для разных топлив.

Сортированные топлива, особенно с высокой теплотой сгорания, позволяют лучше регулировать процесс и допустить нагрузку на коче-

гара, забрасывающего топливо, в пределах 0,14—0,2 кг/с (500—700 кг/ч).

Снижение теплоты сгорания топлива требует при той же производительности котельного агрегата большего расхода топлива,

Таблица 3-1

Толщина слоя различных топлив на колосниковых решетках, мм

Топливо	Колосники				
	неподвижные		подвижные		с нижней подачей топлива
	горизонтальные	наклонные	цепные	наклонные	
Антрациты	80—200	—	200—250	—	—
Каменные угли	70—200	—	150—200	—	До 1000
Бурые угли	300—500	—	До 300	—	До 1000
Торф	400—500	400—600	300—500	—	—
Древесина	Поленья до 1200			—	—
	Щепа до 200	300—400	—		
Сланцы	До 400	—	—	400—700	—
Бытовой мусор	—	—	—	300—400	—

увеличения числа его загрузок, шуровок слоя и удаления шлака или обеспечения на решетке более толстого слоя топлива и шлака. Толщина слоя на решетке тем значительней, чем больше в топливе влаги, золы и чем крупней куски топлива.

В табл. 3-1 приведены ориентировочные величины толщины слоя топлива без слоя шлака.

Чем больше толщина слоя топлива, состоящего из кусков одинакового размера, тем выше должно быть давление воздуха под колосниковой решеткой или разрежение в топочном пространстве. Если в координатах время — количество воздуха изобразить ход процесса ручной топки с различной толщиной слоя топлива или разным периодом времени между загрузками топлива на решетку, то можно получить графики, показанные на рис. 3-3.

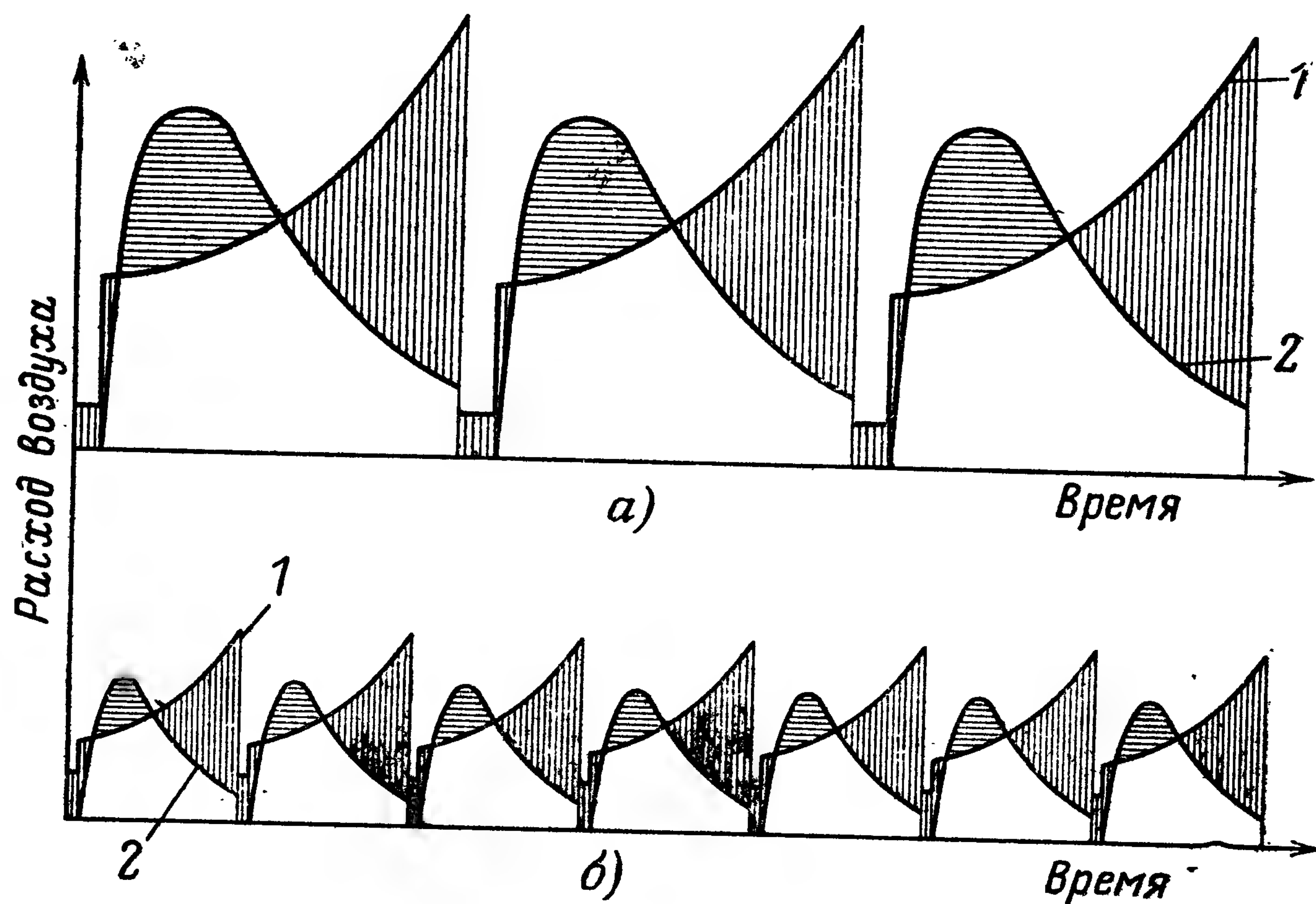


Рис. 3-3. Изменение расхода воздуха при редких (*а*) и частых (*б*) загрузках топлива на ручную колосниковую решетку.
1 — фактический расход; *2* — необходимое количество.

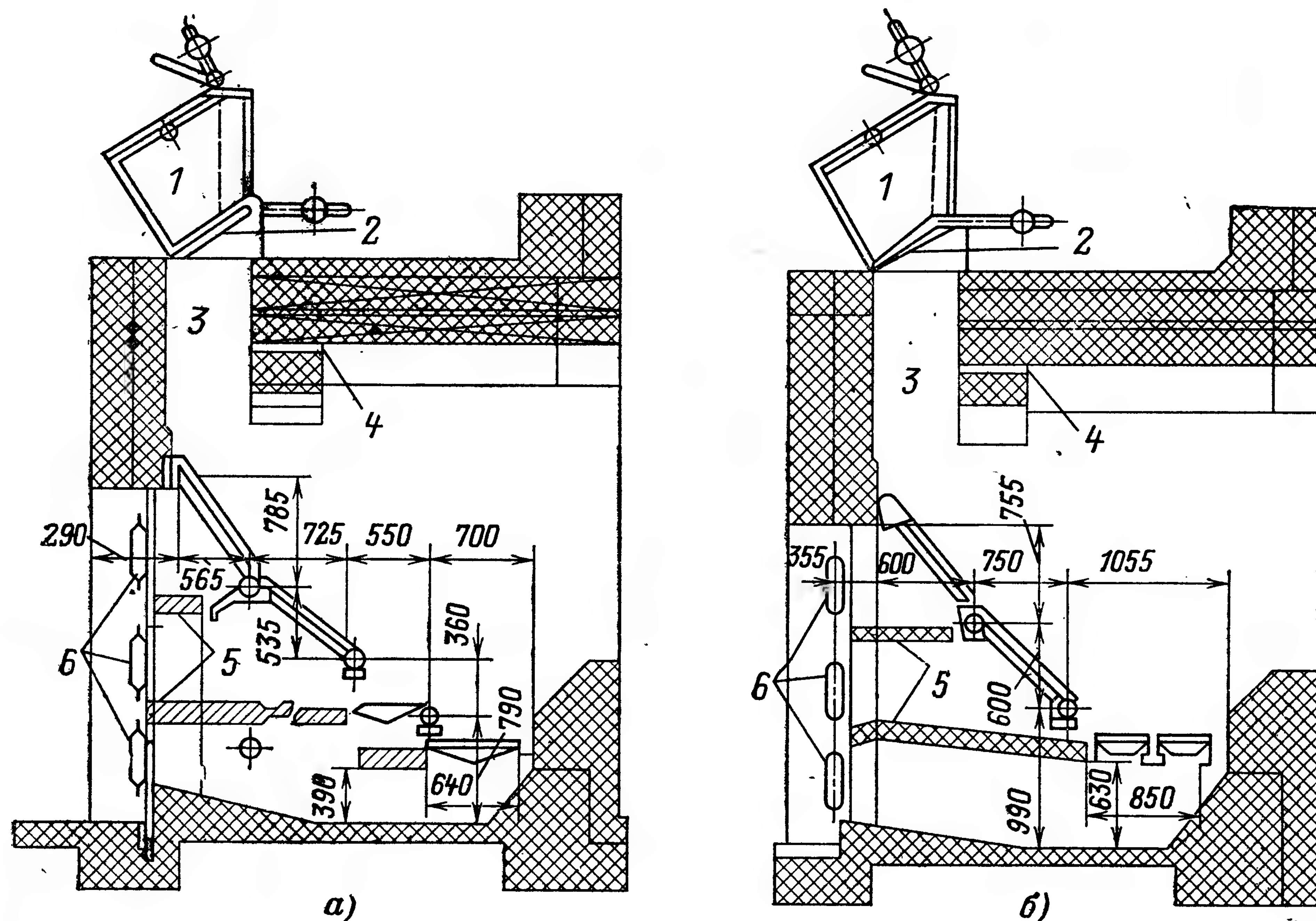


Рис. 3-4. Шахтные топки с движением топлива на решетке для кускового торфа (*а*), для древесины (*б*).

Из приведенных графиков следует, что неподвижная колосниковая решетка с ручной подачей топлива работает не с оптимальной подачей воздуха.

Некоторого улучшения процесса сжигания отдельных видов твердого топлива можно достичь установкой колосниковой решетки наклонно к горизонту с углом в 40—50°, близким к углу естественного откоса топлива. Этого достигают применением бункеров, из которых топливо перемещается на решетку под действием силы тяжести.

Такие топочные устройства называют шахтными топками (рис. 3-4); их применяют для сжигания кускового торфа и древесины. Топливо из бункера *1* при открытой крышке с контргрузом *2* для автоматического закрывания поступает в шахту *3*, где оно подсушивается и нагревается за счет теплоты, излучаемой из топочной камеры, и конвективных токов газов сквозь слой топлива, поступающих через зазор над сводом *4*.

Подсушенное и подогретое топливо опускается на первый ряд наклонных колосников, загорается, выделяет летучие и опускается на следующий ряд, а затем перемещается на горизонтальные колосники, где задерживается до полного выгорания кокса и выжигания горючих компонентов из шлака. В такой топке подачу воздуха регулируют вручную применительно к стадиям горения с помощью шиберов и заслонок *6*, установленных между кирпичными перегородками *5*.

Однако топочные устройства с наклонными колосниками работают неудовлетворительно при повышенной влажности и зольности топлива, а также при большом количестве мелочи в топливе. Топливо, содержащее большое количество мелочи, лучше сжигать в топках системы Померанцева (рис. 3-5). Топка состоит из шахты *1*, в которую

поступает топливо, и решетки *2* из экранных труб, к которым приварены шипы. Решетка зажимает слой топлива между наклонной кирпичной стеной *3* и трубами фронтового экрана, на которых в верхней части укреплены шамотная стенка *4* и чугунные плиты *5*.

Топочное устройство (рис. 3-5,*а*) состоит из камеры *А*, заполняемой топливом, и камеры *Б*, в которой происходит горение летучих и вынесенных из слоя твердых частиц (рис. 3-5,*б*). Движение топлива в камере *А* осуществляется под действием силы тяжести, т. е. сверху вниз. Через отверстие *В*, соединяемое с верхней частью камеры *Б*, где разрежение больше, чем в других частях обеих камер, создается дви-

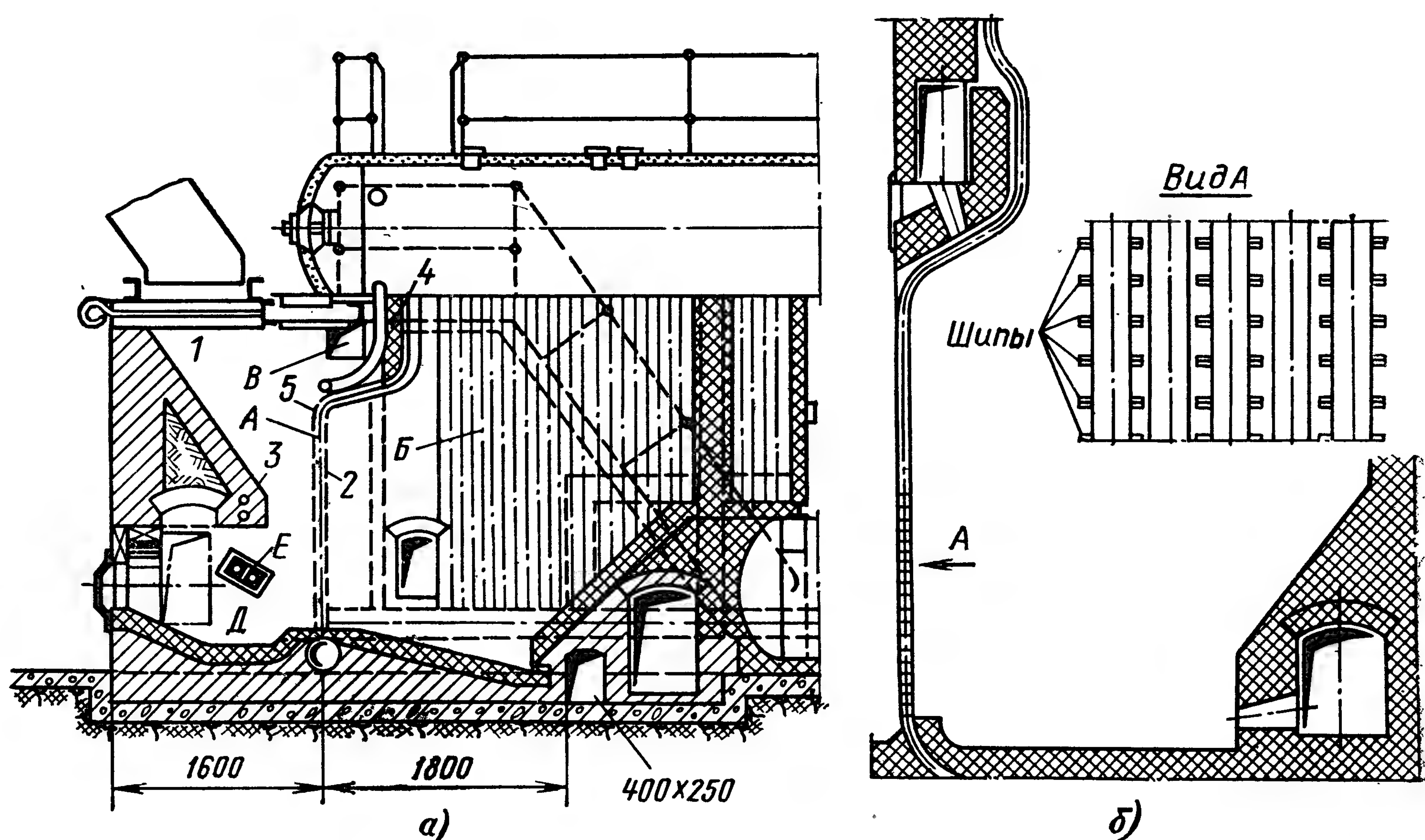


Рис. 3-5. Топка системы Померанцева с зажатым слоем топлива.

жение горячих газов через слой топлива. Основное количество воздуха подается в камеру *Д* и проходит сквозь слой подсушенного топлива. Для уменьшения потерь теплоты от неполноты горения топлива часть воздуха подается в топочную камеру через каналы *Е* и *Г* с высокими скоростями — «острое дутье». Горение топлива происходит в зоне подачи воздуха, т. е. на выходе из канала *Д*.

Данные топки применяют под котлами производительностью от 0,55 до 21 кг/с (от 2 до 75 т/ч) при сжигании древесных отходов и кускового торфа с мелочью.

Для экономичного сжигания на колосниковой решетке с ручной подачей топлива необходима его подготовка — сортировка по крупности (грохочение), ограничение зольности и влажности, что предусмотрено ГОСТ.

Механизированные топки. Трудность снабжения небольщих потребителей сортированным топливом определенных видов и месторождений, недостаточная квалификация обслуживающего персонала и большая доля ручного труда при обслуживании требуют полной механизации топочных устройств небольших котлоагрегатов. Трудоемкими и тяжелыми операциями являются загрузка топлива на колосниковую решетку, удаление с нее шлака, шуровка слоя.

Если в топочном процессе эти операции механизированы, то топка может считаться механической; во всех других случаях она является полумеханической.

Исходя из указанных положений в серийно выпускаемых в СССР топочных устройствах к котлоагрегатам малой производительности предусмотрены механизация процессов подачи топлива на решетку и удаление с нее шлака.

На рис. 3-6 показана топка с забрасывателем топлива на горящий слой, оборудованная качающимися колосниками, дан разрез топочного устройства с пневмомеханическим забрасывателем топ-

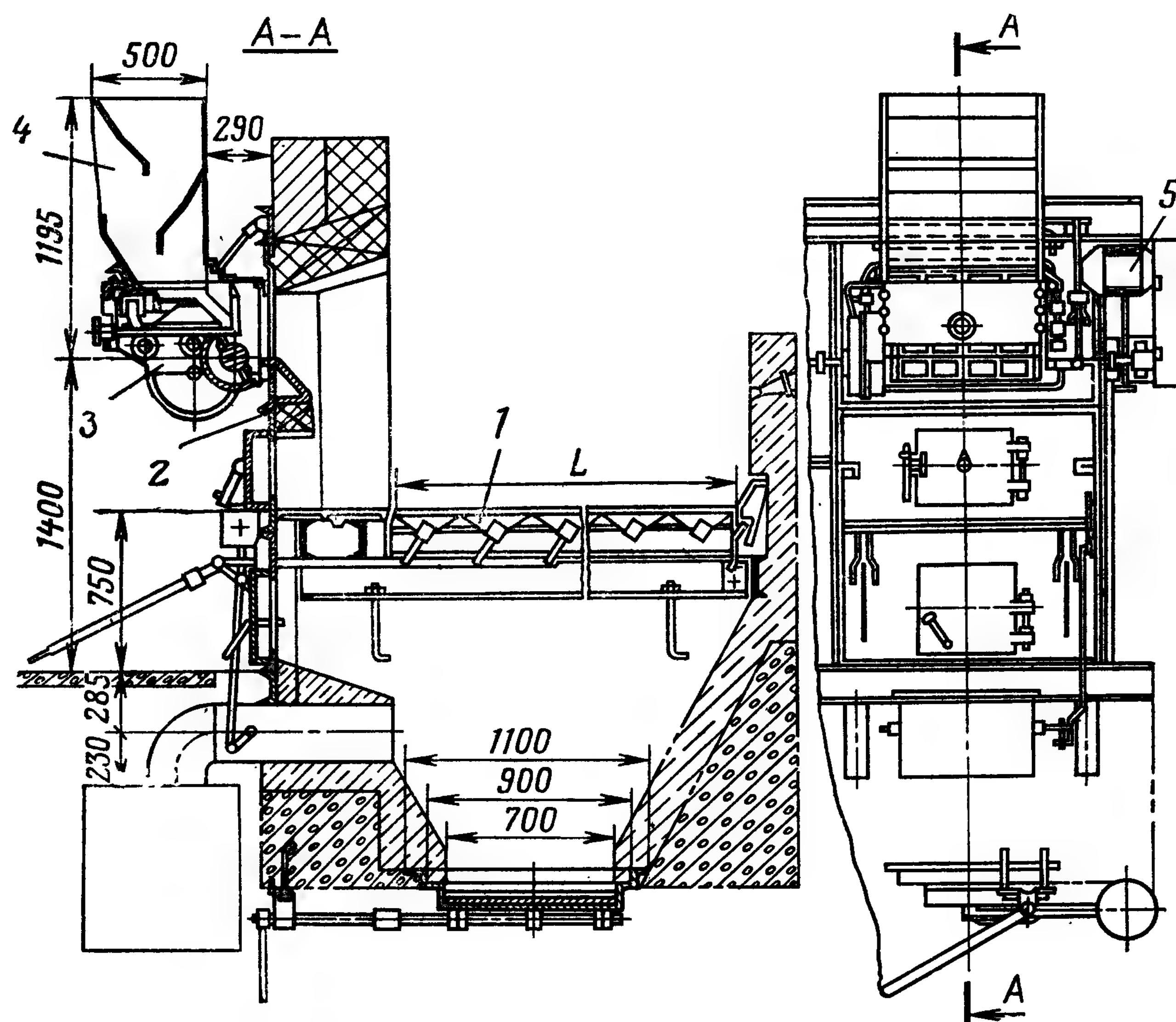


Рис. 3-6. Разрез и общий вид фронта топки с ПМЗ и решеткой из поворотных колосников.

1 — поворотные колосники; *2* — свод над топочной дверцей; *3* — забрасыватель топлива ПМЗ; *4* — угольный ящик-бункер; *5* — привод ПМЗ.

лива *3*, колосниковой решеткой *1*, приводом к колосникам, бункером для топлива *4*, дверцами топочной камеры, коробом для подачи воздуха в бункер, предназначенный для сбора провала и шлака, шлаковым затвором.

Общий вид пневмомеханического забрасывателя ПМЗ показан на рис. 3-7. Топливо, поступающее в бункер с наклонными перегородками для предупреждения зависания (каскадно-лотковый угольный ящик *А*), перемещается к плунжерному питателю *6*, имеющему высоту 50 мм и максимальную длину хода плунжера 42 мм.

Движение плунжеру передается через редуктор *7* и кулисный механизм с эксцентриком, при помощи которых можно изменять длину хода плунжера в 2,2 раза. Кулиса соединяется с приводным валом плунжера собачкой и рычагом, которые позволяют отключить питатель, не останавливая вращения ротора *1*, и проводить тонкую регулировку производительности питателя.

Шатун кулисы связан с эксцентриком, сидящим на промежуточном валу, вращаемом через две пары зубчатых колес от вала ротора *1*. Плунжер сталкивает топливо на разгонную плиту *5*. Передвигая плиту

с помощью маховика, можно изменять дальность заброса топлива на решетку. Высота плиты 150 мм, угол наклона к горизонту 45°.

С разгонной плиты топливо попадает в цилиндрический лоток *2*. Ротор с лопастями *1* в лотке вращается с частотой от 500 до 1100 оборотов в минуту. Топливо забрасывается в топочную камеру сверху на слой двумя рядами сплошных лопастей волнообразного профиля; в зависимости от ширины забрасывателя в каждом ряду ставят по две или три лопасти. Ротор имеет диаметр (по краям лопастей) 216 мм,

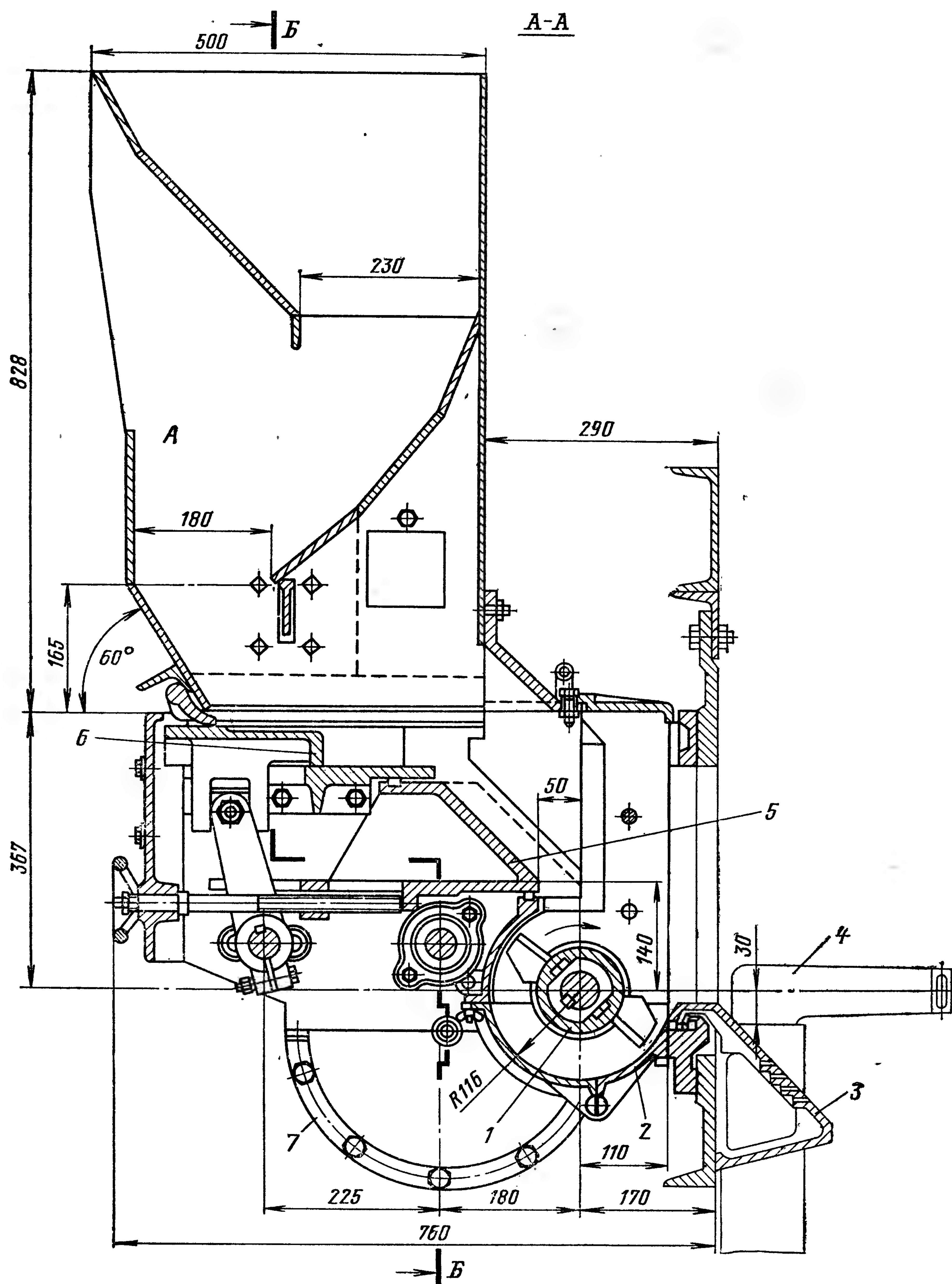


Рис. 3-7. Пневмомеханический забрасыватель ПМЗ-ЦКТИ.

лоток — 232 мм. Топливо забрасывается веером с углом раскрытия в 40°. Со стороны топки к лотку примыкает чугунная фурма из колосников *3*, под которые подается воздух с давлением в 500—800 Па (50—80 мм вод. ст.).

Лоток, в котором вращается ротор, имеет в средней части откидную плиту для осмотра и удаления застрявших предметов и кусков топлива. С боков забрасывателя установлены два сопла *4* сечением 40×40 мм, оси которых пересекаются внутри топки и составляют

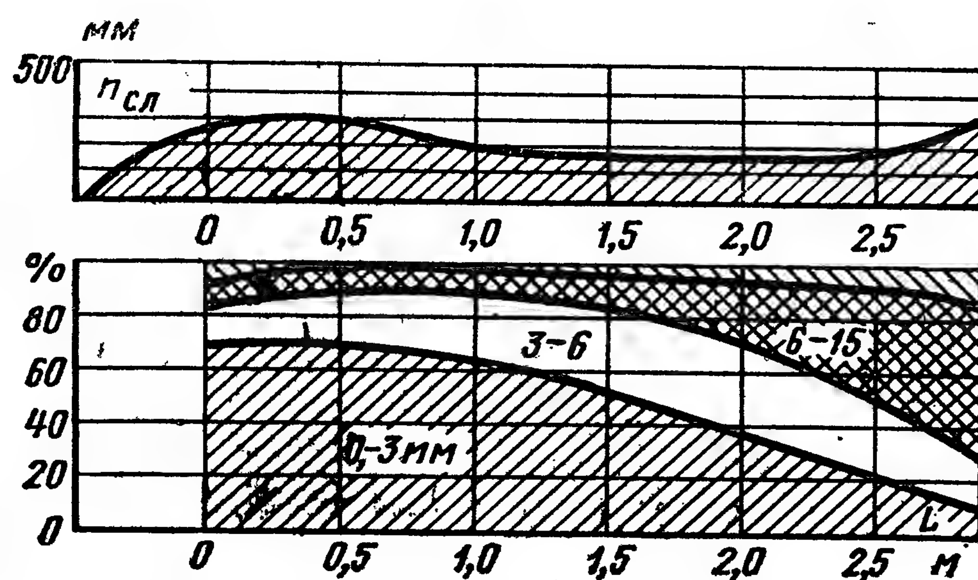


Рис. 3-8. Толщина слоя и фракционный состав топлива по длине решетки РПК при подаче рядового угля ПМЗ.

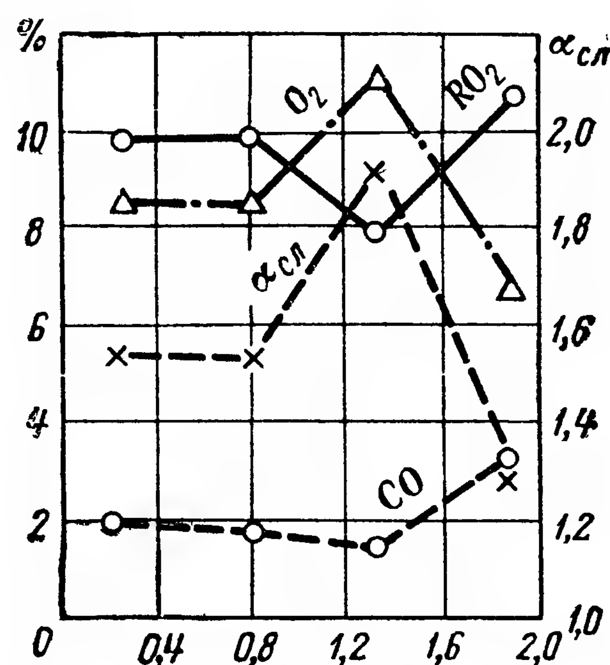


Рис. 3-9. Изменение состава газов и избытка воздуха по длине решетки РПК с ПМЗ.

с осью забрасывателя угол 20,5°. Фурма и сопла служат для подачи воздуха под летящие куски топлива для подхвата мелких частиц и сжигания их в объеме топочной камеры.

Вал ротора соединен шарнирной муфтой и клиновой ременной передачей с асинхронным электродвигателем мощностью в 1,1 кВт.

Забрасыватель может обеспечить в зависимости от его ширины в 350, 400 и 600 мм производительность котлоагрегата в 2; 2,2 и 3,3 кг/с (7, 8, и 12 т/ч) соответственно.

Иногда забрасыватели выполняют со скребковым или пластинчатым питателем вместо плунжерного. Колосниковая решетка с ПМЗ выполняется обычно из п о в о р о т н ы х к о л о с н и к о в с ручным приводом — РПК.

Колосники в виде пластин размером 300×189 мм имеют ширину 14, 28 и 42 мм; свободно насаживаются на вал с прямоугольным сечением 40×60 мм, перекрывая скосами соседний ряд колосников. Живое сечение решетки составляет около 5%, а сама решетка исключает провал топлива. Расстояние между осями валов 305 мм, ширина каждой секции может составлять от 900 до 1300 мм, длина решетки — от 1525 до 3660 мм, включая переднюю плиту длиной 495 мм. Ручной привод позволяет поворачивать колосники на 60°. При повороте колосников происходят частичная шуровка слоя топлива и удаление части нижнего слоя шлака. Толщина слоя и фракционное распределение слоя рядового угля по длине неподвижной решетки при пневмомеханическом забрасывателе по опытам Е. В. Нечаева [Л. 14] показаны на рис. 3-8.

На рисунке видны уменьшение толщины слоя на расстоянии около 1,5 м от фронтовой стены и сосредоточение более мелких кусков топлива у фронта топки, а более крупных — у задней стены. Несмотря на такое распределение топлива, диапазон изменения α, O_2 и RO_2 меньше, чем

у решетки с ручным забросом топлива, что видно из рис. 3-9 и сопоставления его с рис. 3-2 и 3-3. Имеющие место в топке ПМЗ-РПК колебания состава газов объясняются тем, что при ручном регулировании процесса горения подача топлива изменяется, а поступление воздуха остается постоянным.

Процесс сжигания твердого топлива на неподвижной колосниковой решетке можно механизировать применением так называемой шурующей планки, которая перемещает топливо по колосниковой решетке,

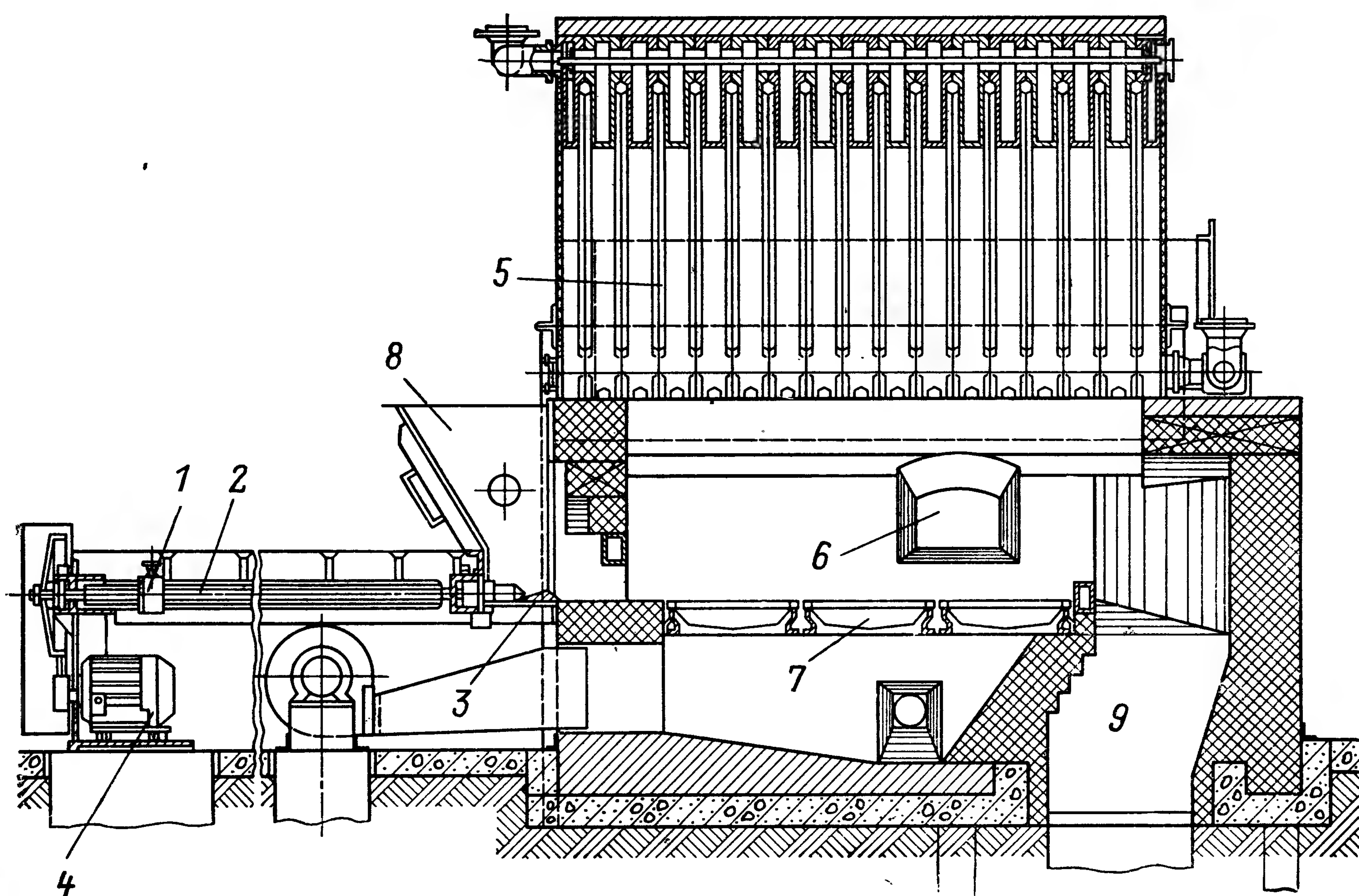


Рис. 3-10. Топка с неподвижной колосниковой решеткой и шурующей планкой для каменных углей и их отходов.

1 — каретка; *2* — штанга; *3* — планка; *4* — электродвигатель с редуктором; *5* — водогрейный котел; *6* — лаз в топку; *7* — колосниковая решетка; *8* — бункер для топлива; *9* — бункер для шлака.

производит его шуровку и сталкивает шлак в специальный бункер [Л. 15, 17]. Общий вид такого устройства показан на рис. 3-10. Шурующая планка *3* приводится в движение специальным устройством, состоящим из рамы-каретки *1* со штангами *2*, к которым она прикреплена, и механизма, соединенного с цепью и вращаемого с помощью электродвигателя *4*. В крайних положениях рамы установлены концевые выключатели. Штанги могут быть выполнены в виде цепей, труб, швеллеров. Топливо из бункера *8*, расположенного на фронте топки с шурующей планкой *3* (форма которой показана на рис. 3-11,*а*), захватывается и подается под горящий слой на решетку; при поступательном и возвратном движении шурующей планки куски топлива перемещаются и перемешиваются по длине решетки (рис. 3-11,*б*). Планка осуществляет в течение цикла перемещение топлива, его шуровку и удаление шлака. Планка движется 80—85% времени за цикл, совершая его за 8—20 мин. Время цикла связано с видом топлива, длиной решетки и тепловой нагрузкой топки. Топливо и его шлак не должны спекаться, и поэтому

планку обязательно охлаждают водой. Топки с шурующей планкой пока по ряду причин не нашли широкого применения в котельных установках.

Механизм для подачи и перемещения слоя топлива, а также удаления шлака может быть отделенным от колосников и совмещенным с ними, как это показано на рис. 3-12.

Такие топочные устройства называют **топками с наклонно переталкивающими решетками** или каскадными в зависимости от их конструктивного исполнения.

В некоторых конструкциях топливо подается на колосниковую решетку под слой горящего на ней топлива с помощью шнеков, поршней и других механизмов (рис. 3-12,*б* и *в*).

Наибольший интерес представляет топка Ломшакова — Крууль (ЛК), предназначенная для сжигания городских отходов и сланцев.

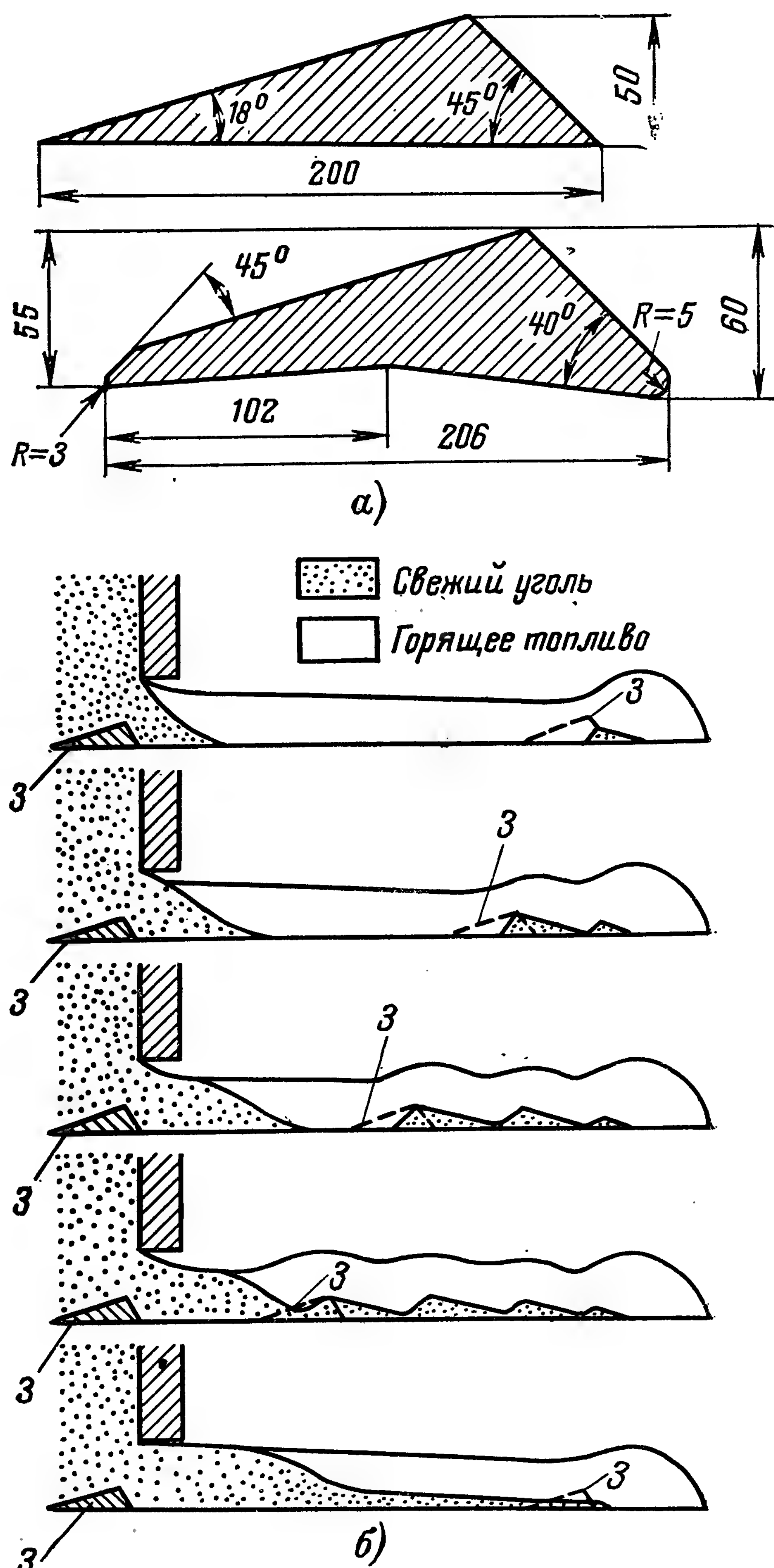
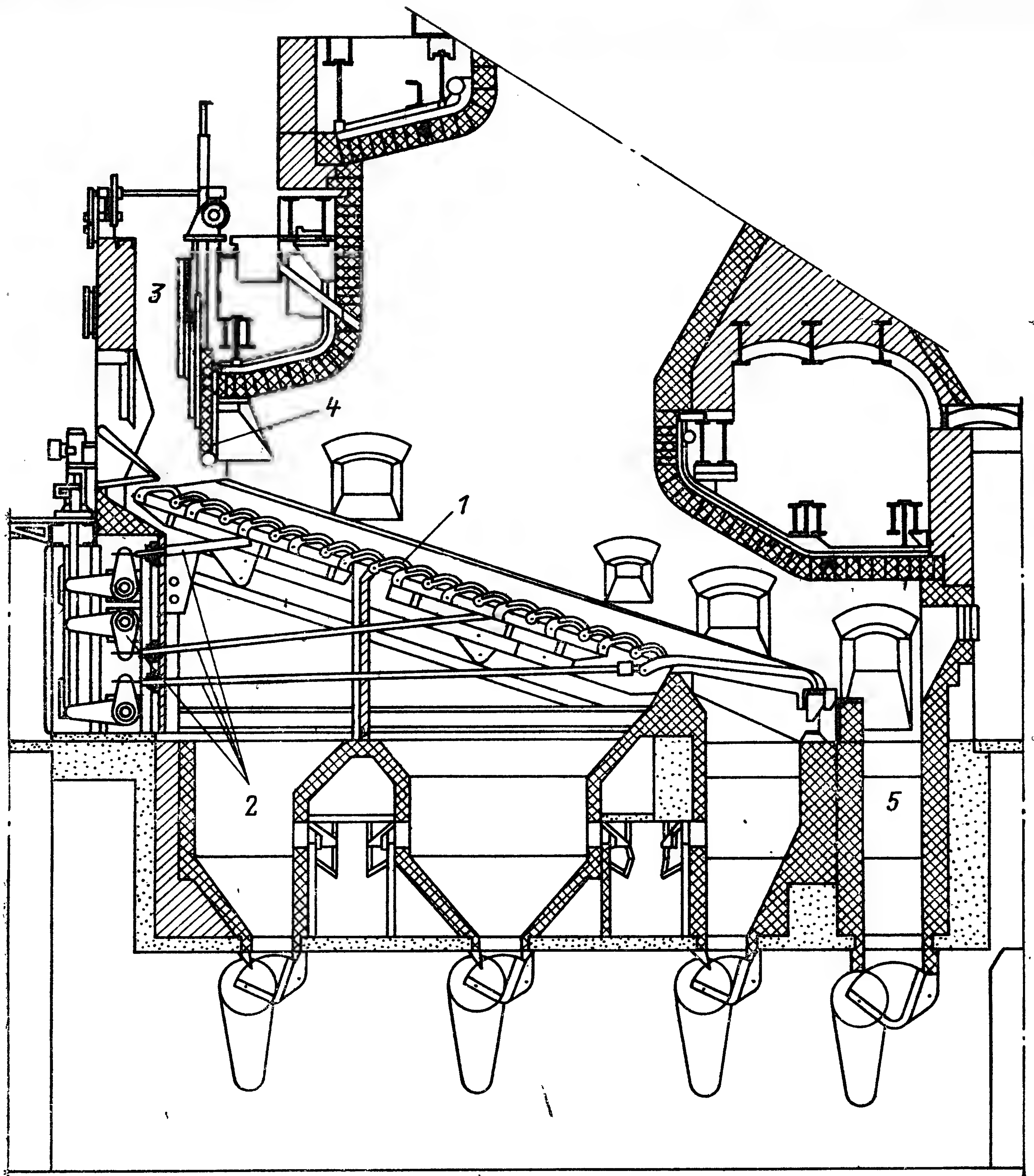


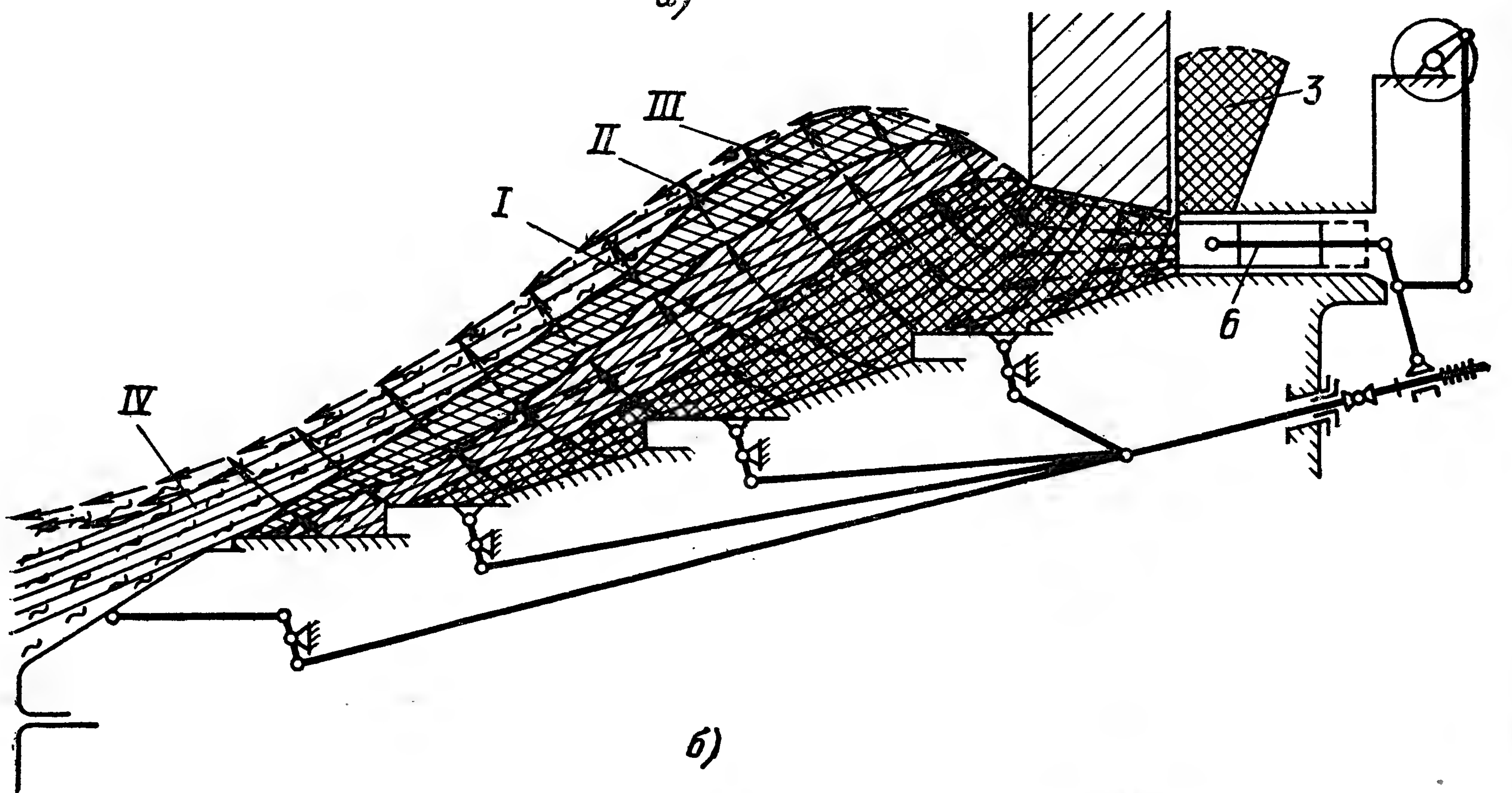
Рис. 3-11. Профили (*а*) и схема работы шурующей планки (*б*).

Общий вид колосниковой решетки приведен на рис. 3-13. Решетка состоит из трех подвижных рам — тележек с раздельными приводами *2*. Рамы могут перемещаться друг относительно друга с числом ходов 2 или 4 в минуту на относительную длину в 0, 60, 110, 145, 160 мм. Топливо из бункера *4* подается в предтопочную шахту *5*, из которой поступает на направляющую плиту *10* и колосники *1*, затем с помощью переталкивающих колосников (рис. 3-13,*б*) шуруется и передвигается вниз к последнему ряду колосников, где лежит шлак. Колосники решетки имеют ячейки глубиной 50 мм (рис. 3-13,*в*), заполненные гранитным гравием с размерами кусков 8—12 мм, что необходимо для уменьшения провала топлива. С колосников шлак удаляется в бункер *9*. Угол наклона решетки к горизонтали 10,5°, длина колосника ~730 мм, ширина — 200 мм; сопротивление решетки с ячейками, засыпанными гравием, составляет 100—120 Па (10—12 мм вод. ст.).

В решетках такого типа ширина зеркала горения от 1100 до 6500 мм и длина от 3300 до 8800 мм, т. е. для производительности агрегатов от 0,8 до 23 МВт (от 0,7 до 20 Гкал/ч).



а)



б)

В настоящее время топки ЛК не выпускаются.

Механизацией процесса сжигания топлива в слое является применение **ц е п н ы х   п о д в и ж н ы х   к о л о с н и к о в ы х** решеток.

Общий вид цепной колосниковой решетки показан на рис. 3-14.

Решетка состоит из рамы, на которой установлены подшипники двух валов — ведущего *1* и ведомого *7*. На ведущем валу закреплены шестерни-звездочки, входящие в зацепление с ведомыми элементами полотна колосниковой решетки, на ведомом валу — гладкие шкивы.

Полотно колосниковой решетки может быть выполнено из стальных пластинчатых цепей (чешуйчатое полотно), к которым прикреплены держатели колосников с помощью «пальцев» со шплинтами. В отверстия держателей заводят пальцы — приливы колосников. Цепи соединены между собой стяжными стержнями с надетыми на них дистанцирующими трубками и роликами.

Вся эта конструкция опирается на раму *2* из балок (рельс), по которым катятся ролики. Попадая на шкив ведомого вала, колосники поворачиваются, в результате чего остатки топлива или шлака выпадают, очищая колосниковое полотно. Далее полотно решетки перемещается к фронту топки. Для разгрузки основной рамы под полотном уста-

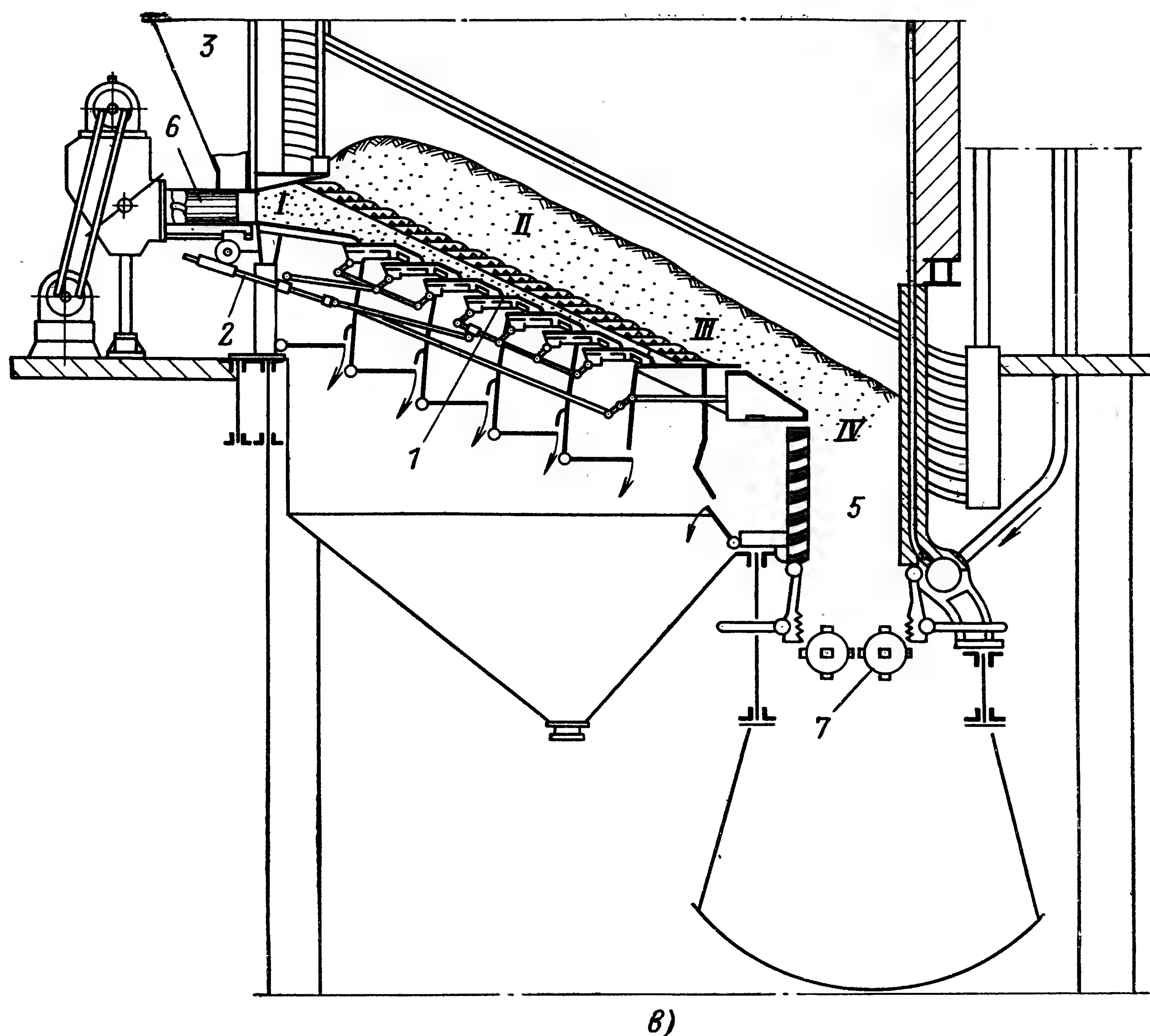
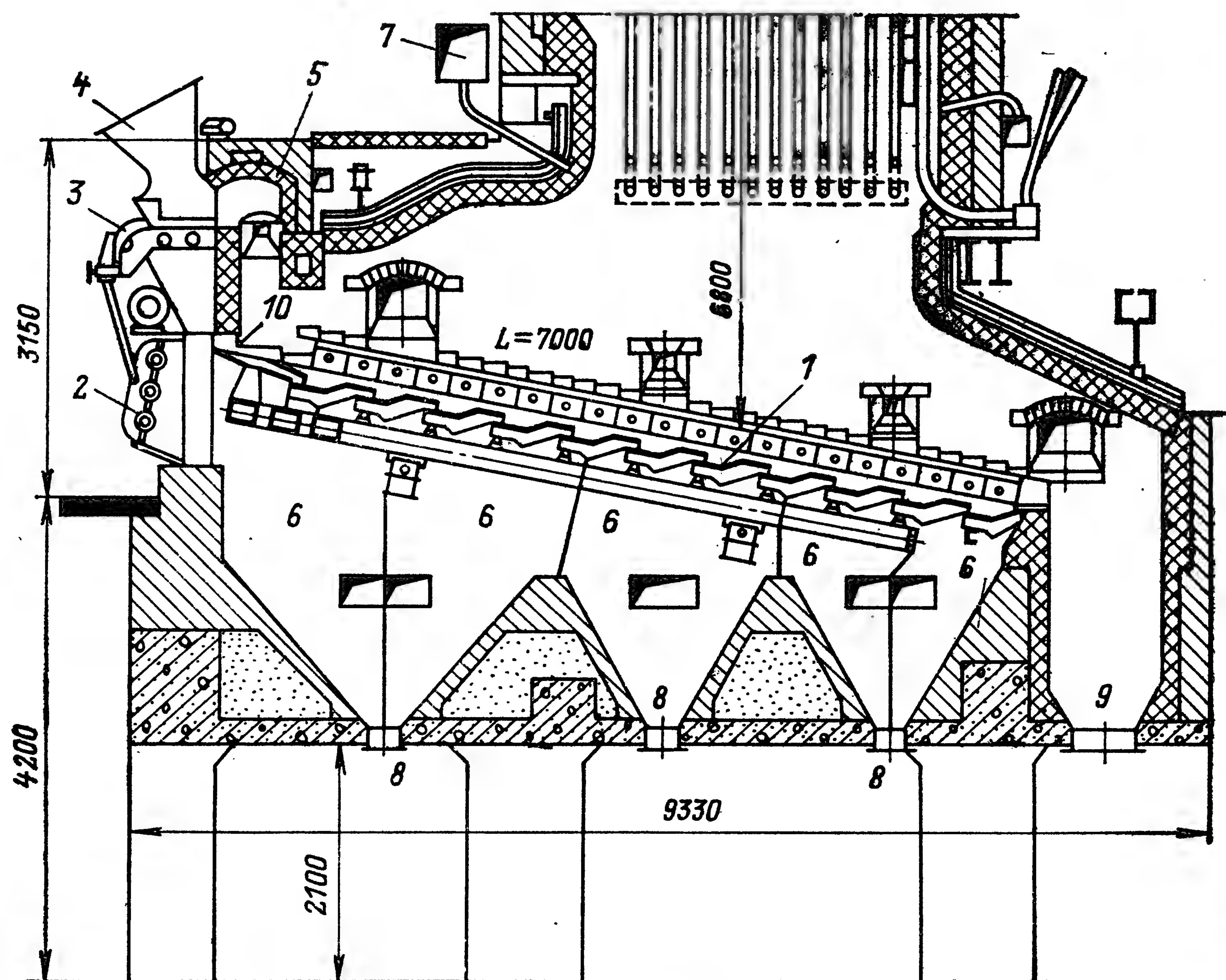
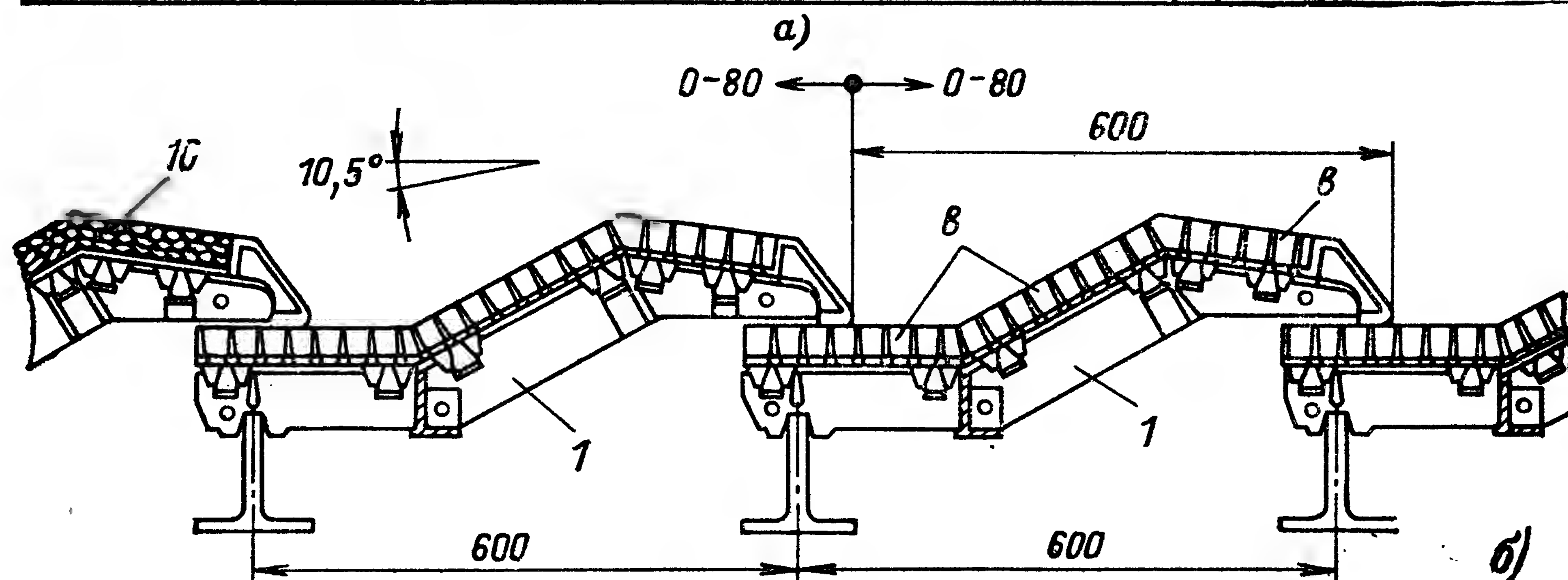


Рис. 3-12. Слоевые топки с наклонно переталкивающими топливо колосниками и с нижней подачей топлива.

а: *1* — колосники; *2* — механизмы для перемещения колосников; *3* — бункер для топлива; *4* — шибер, регулирующий толщину слоя топлива; *5* — бункер для шлака; *6* — поршень или плунжер; *7* — дробилка для шлака; *б* и *в*: *I* — поступившее сырое топливо; *II* — слой с выходящими летучими; *III* — горящие летучие и кокс; *IV* — зона догорания топлива и шлака.





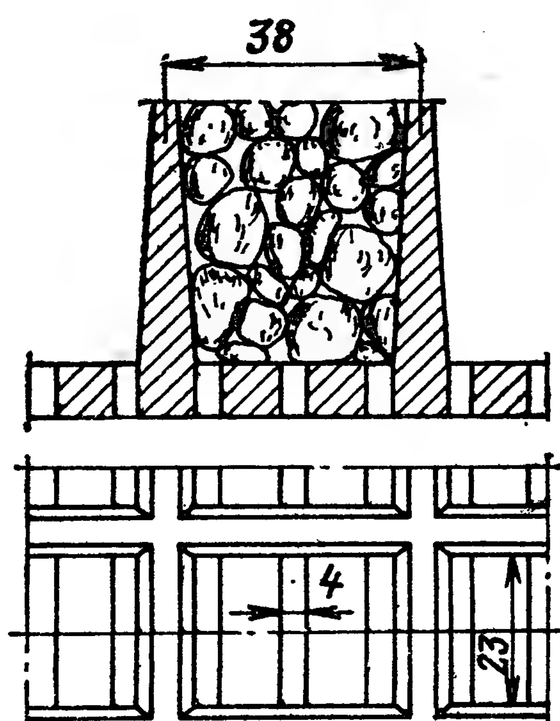


Рис. 3-13. Топка с наклонно переталкивающими колосниками Ломшакова — Крууль (ЛК).

а — общий вид топки; *б* — колосники среднего ряда; *в* — ячейка колосника с заполнением гравием из гранита; *1* — колосники решетки; *2* — привод тележек; *3* — управление тележками; *4* — предтопочный бункер; *5* — предтопочная шахта; *6* — зоны подачи воздуха; *7* — вторичное острое дутье; *8* — шиберы для спуска провала; *9* — бункер для шлака; *10* — направляющая плита.

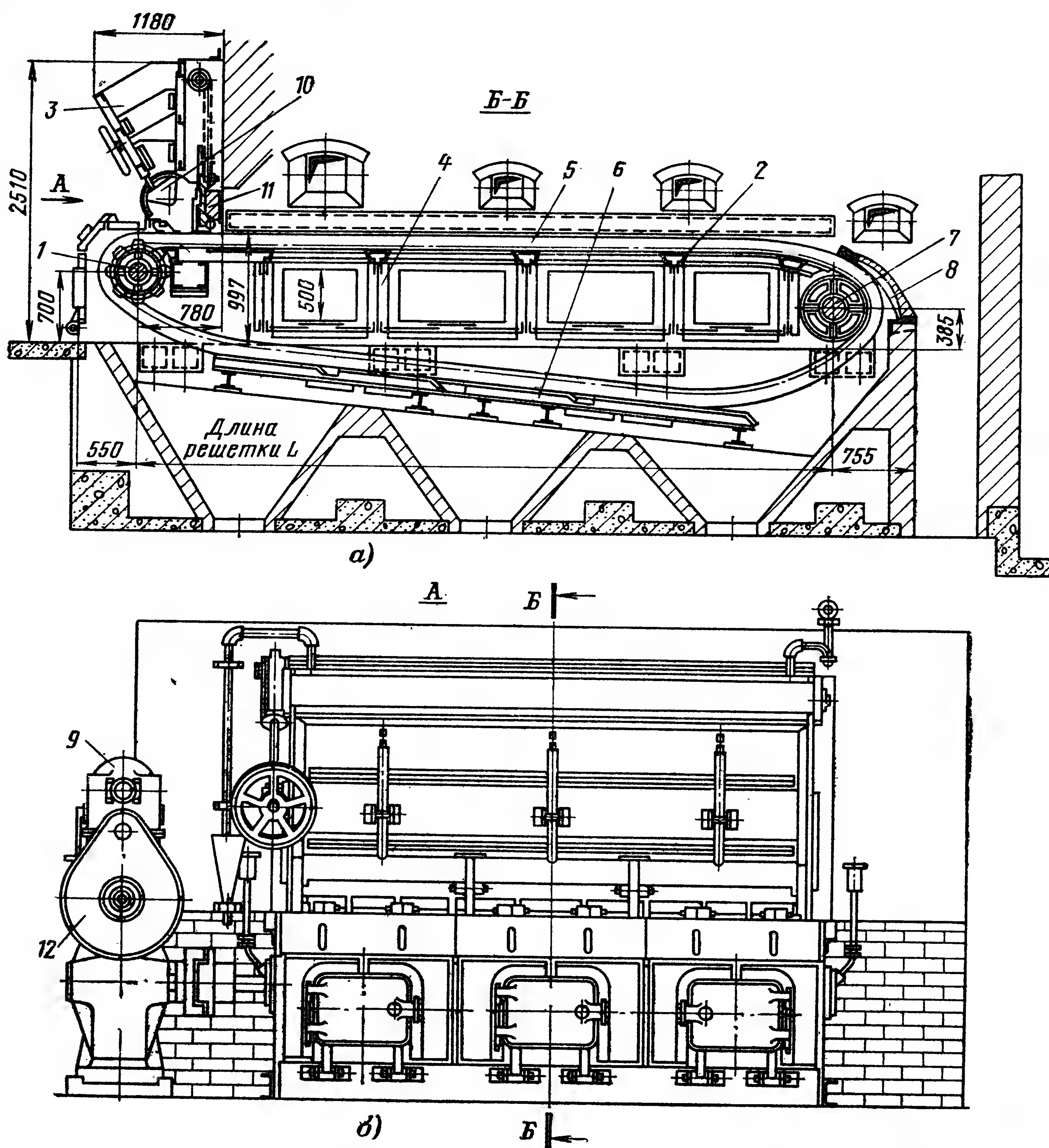


Рис. 3-14. Топка с беспровальной цепной решеткой.
а — продольный разрез; б — вид на фронт.

новлены нижние направляющие балки в виде дополнительной рамы 6. Масса 1 м² полотна решетки составляет 300—400 кг и общая масса 1 м² активной площади решетки — 1,5—2,7 т.

Из бункера 3, расположенного на фронте топки, топливо попадает на колосники решетки 5. Толщина слоя топлива регулируется с помощью секторного затвора 10 и шибера 11. Скорость движения колосниковой решетки может быть изменена приводом 9 с редуктором 12, сидящим на ведущем валу решетки.

В топочном пространстве осуществляется верхнее зажигание топлива под действием излучения сводов, факела и частично соприкосновения с горящим слоем. По мере движения решетки и лежащего на ней неподвижно топлива происходят подсушка топлива, выделение летучих, выгорание образовавшегося кокса и выжигание шлака. Распределение потока воздуха в соответствии с фазами горения топлива под колосниковой решеткой осуществляет короб 4, разделенный на зоны.

9*

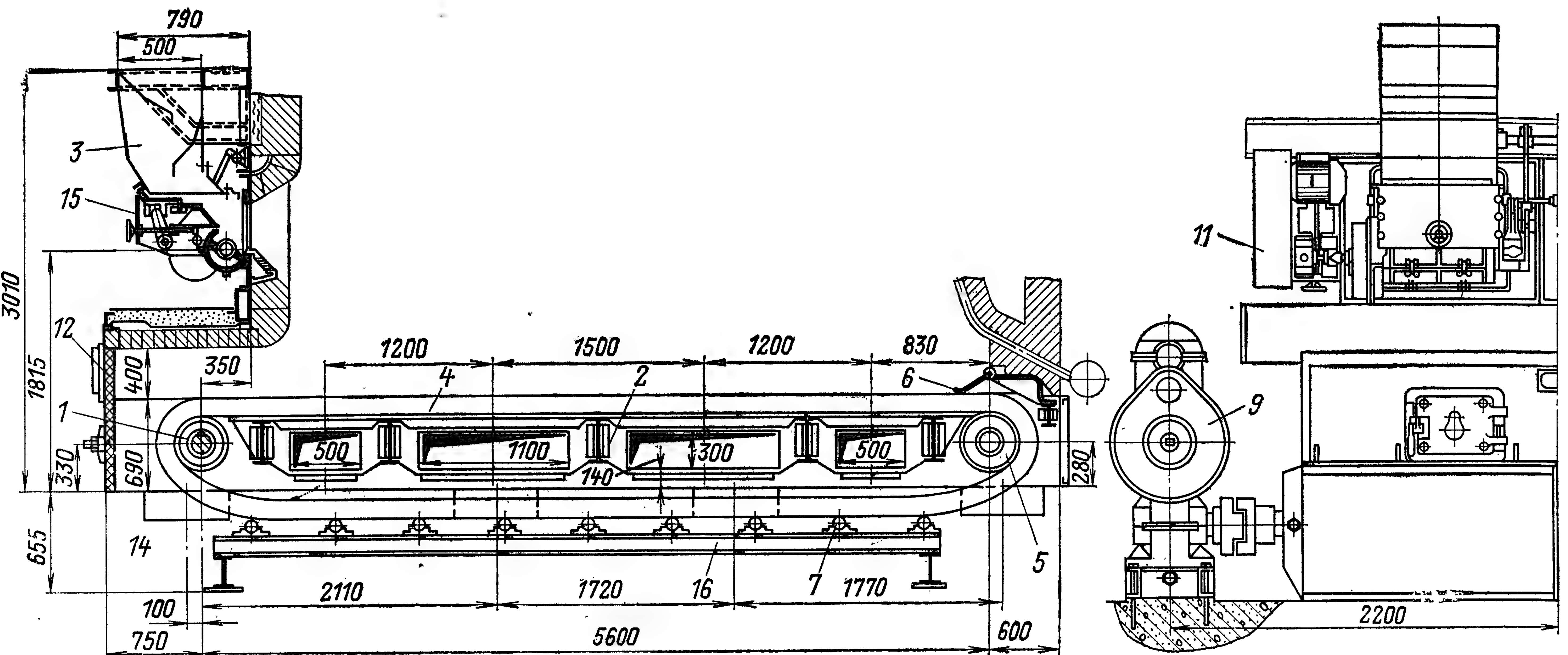


Рис. 3-15. Топка с чешуйчатой цепной решеткой обратного хода (продольный разрез и вид на фронт).

1 — ведущий передний вал; *2* — рама решетки; *3* — угольный ящик; *4* — колосниковое полотно; *5* — задний вал; *6* — задние неподвижные колосники; *7* — опорные катки; *9* — привод цепной решетки и редуктор; *11* — привод ПМЗ — двигатель, передача и редуктор; *12* — кожух фронта; *14* — шахта для шлака; *15* — ПМЗ; *16* — дополнительная рама (остальные обозначения в тексте к рис. 3-14).

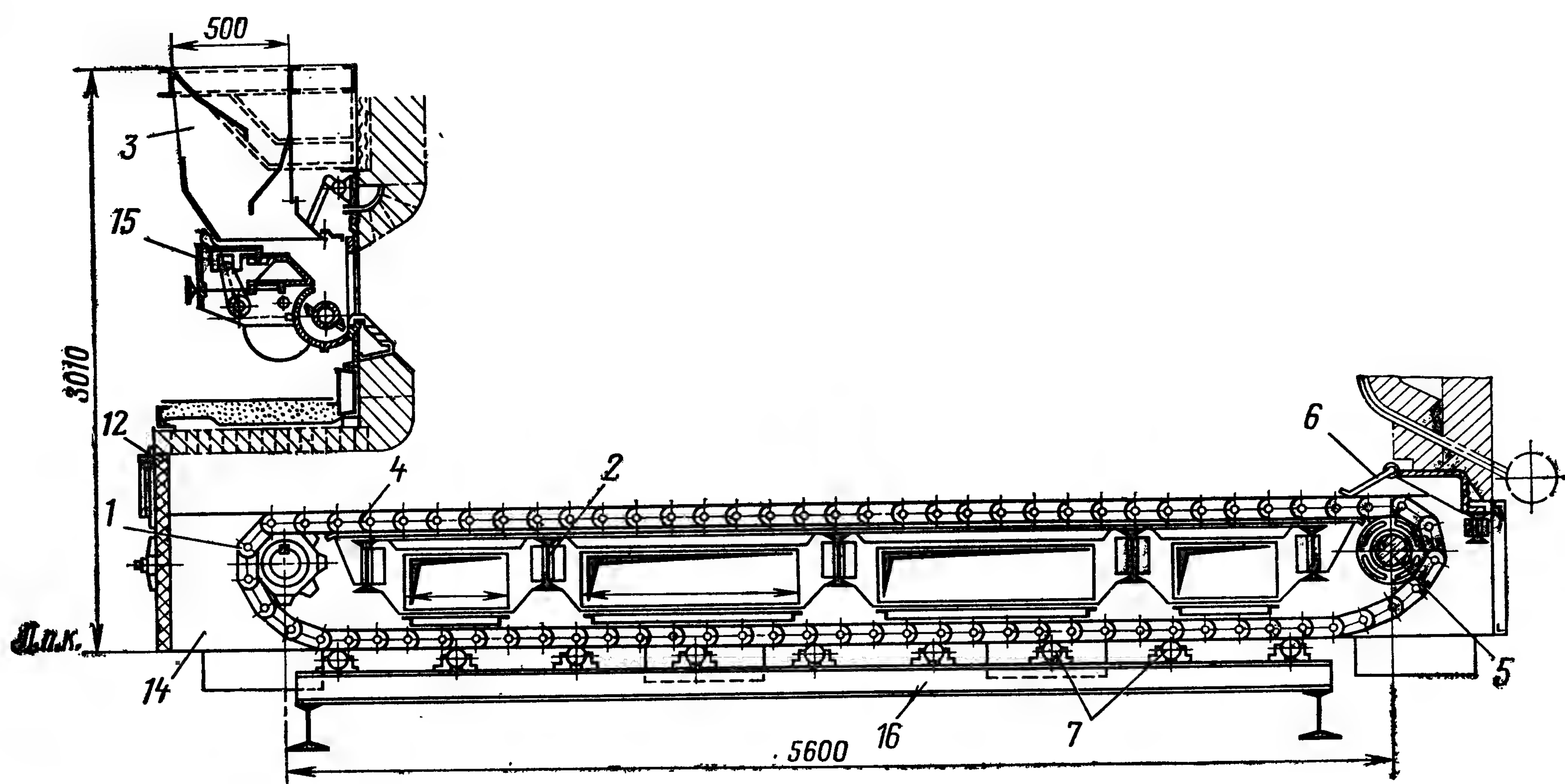


Рис. 3-16. Общий вид топки, оборудованной цепной решеткой с **ленточным полотном, — ЛЦР** и ПМЗ.

Продольный разрез; **обозначения см. рис. 3-15.**

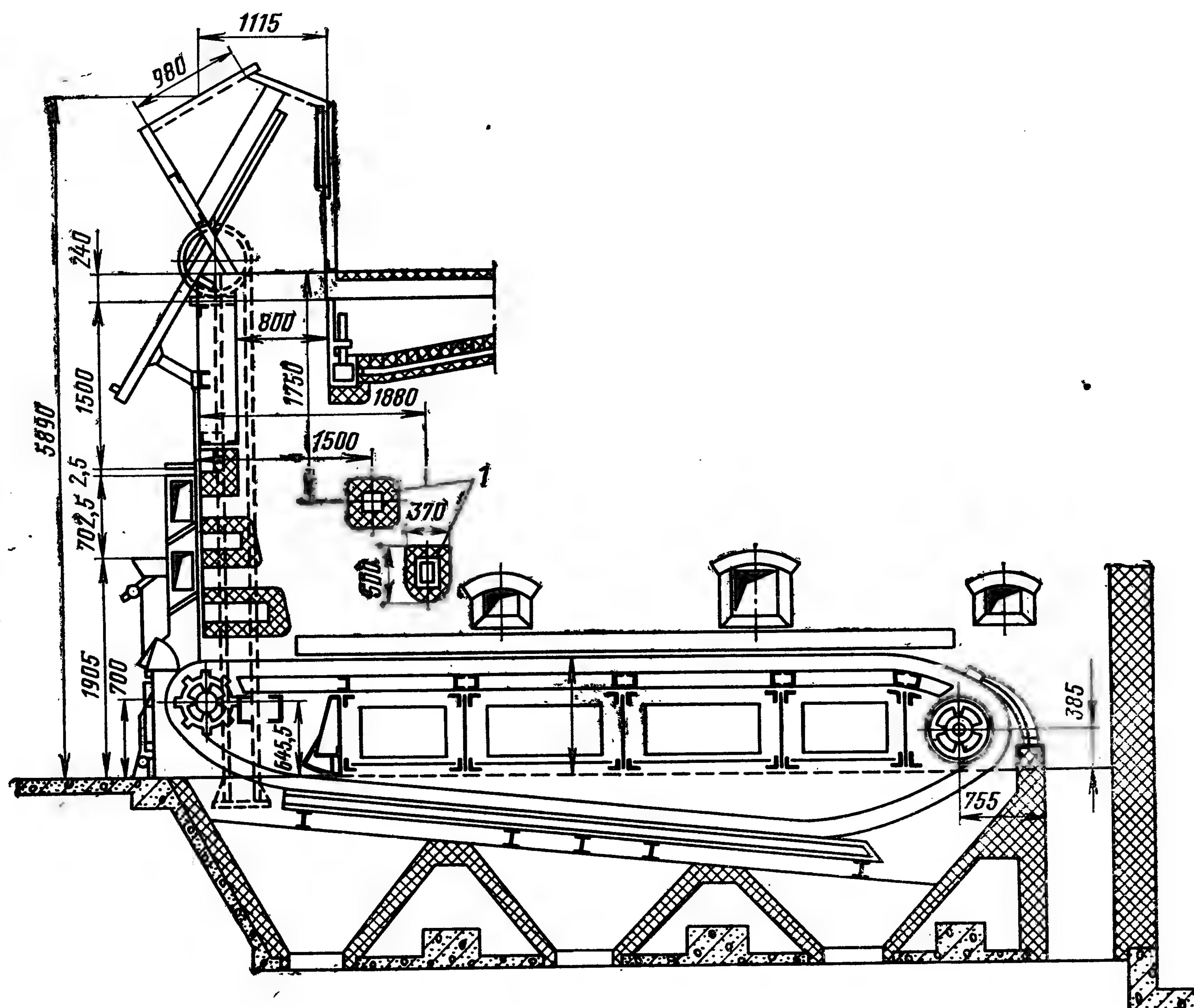


Рис. 3-17. Продольный разрез топки с цепной колосниковой решеткой и предтопком Макарьева для сжигания торфа.

Шлак удаляется с колосниковой решетки при помощи шлакоснимателя *8* и сбрасывается в бункер для сбора шлака.

Подобного типа цепные решетки называются **беспровальными цепными решетками** (БЦР) с соответствующим номером, а иногда с шифром (*М*), обозначающим модернизацию.

В последние годы заводы выпускают цепную решетку с чешуйчатым (ЧЦР) или ленточным (ЛЦР) полотном прямого и чаще обратного хода с пневматическим забросом топлива (ПМЗ).

Общий вид компоновки топки с ЧЦР обратного хода показан на рис. 3-15. В отличие от топки с ЧЦР прямого хода в ней отсутствует регулятор толщины слоя на решетке и бункер для шлака перенесен на фронт топки. Скорость движения решетки может изменяться в пределах от 2,3 до 16,6 м/ч, живое сечение полотна решетки равно 5%, мощность электродвигателя — от 4 до 12 кВт.

Решетка с ленточным полотном ЛЦР отличается от топки с чешуйчатым ЧЦР тем, что полотно набирается из пяти типов колосников, часть которых является ведущими. Они представляют собой звено цепи, приводимой в движение звездочкой.

Общий вид конструкции топки с ЛЦР обратного хода с пневмомеханическим забрасывателем приведен на рис. 3-16. Вид с фронта обеих топок одинаков, масса 1 $м^2$ колосникового полотна решетки ЛЦР составляет около 430 кг; скорость движения от 2,04 до 13,9 м/ч, живое сечение — 5%, мощность электродвигателей решеток от 1,4 до 4,0 кВт и пневмомеханического забрасывателя — 1,1 кВт.

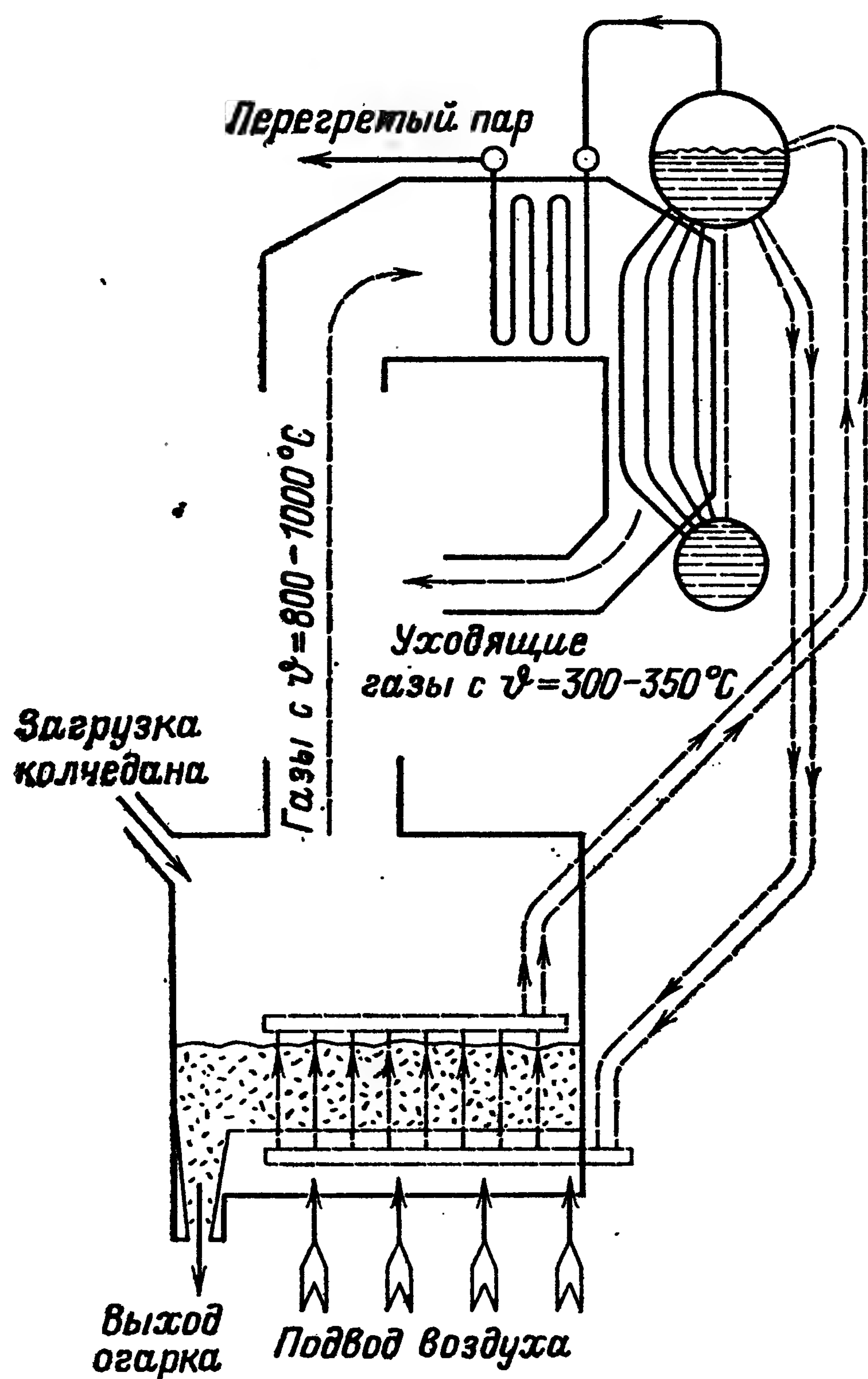


Рис. 3-18. Схема топки с псевдоожиженным (кипящим) слоем топлива в энерготехнологической установке.

Для сжигания кускового торфа на цепных решетках применяются топки с предварительной подготовкой (подсушкой) топлива в предтопках системы Макарьева (рис. 3-17). Подготовка топлива осуществляется на специальных ступенях *1* за счет создания и поддержания очагов горения. Ступени состоят из охлаждаемых балок, обмурованных или защищенных огнеупорной массой. В предтопок для поддержания горения вводится до 15% воздуха, нагретого до температуры 250°С.

Предтопок Макарьева позволяет экономично сжигать кусковой торф с добавкой к нему до 30% по массе фрезерного торфа при влажности топлива до 50%.

Цепные решетки с предтопками применяют для сжигания торфа под котлами производительностью до 2,8 кг/с (50 т/ч) или до 35 МВт (30 Гкал/ч) с использованием серийно выпускаемых решеток. Конструктивное оформление предтопка выпол-

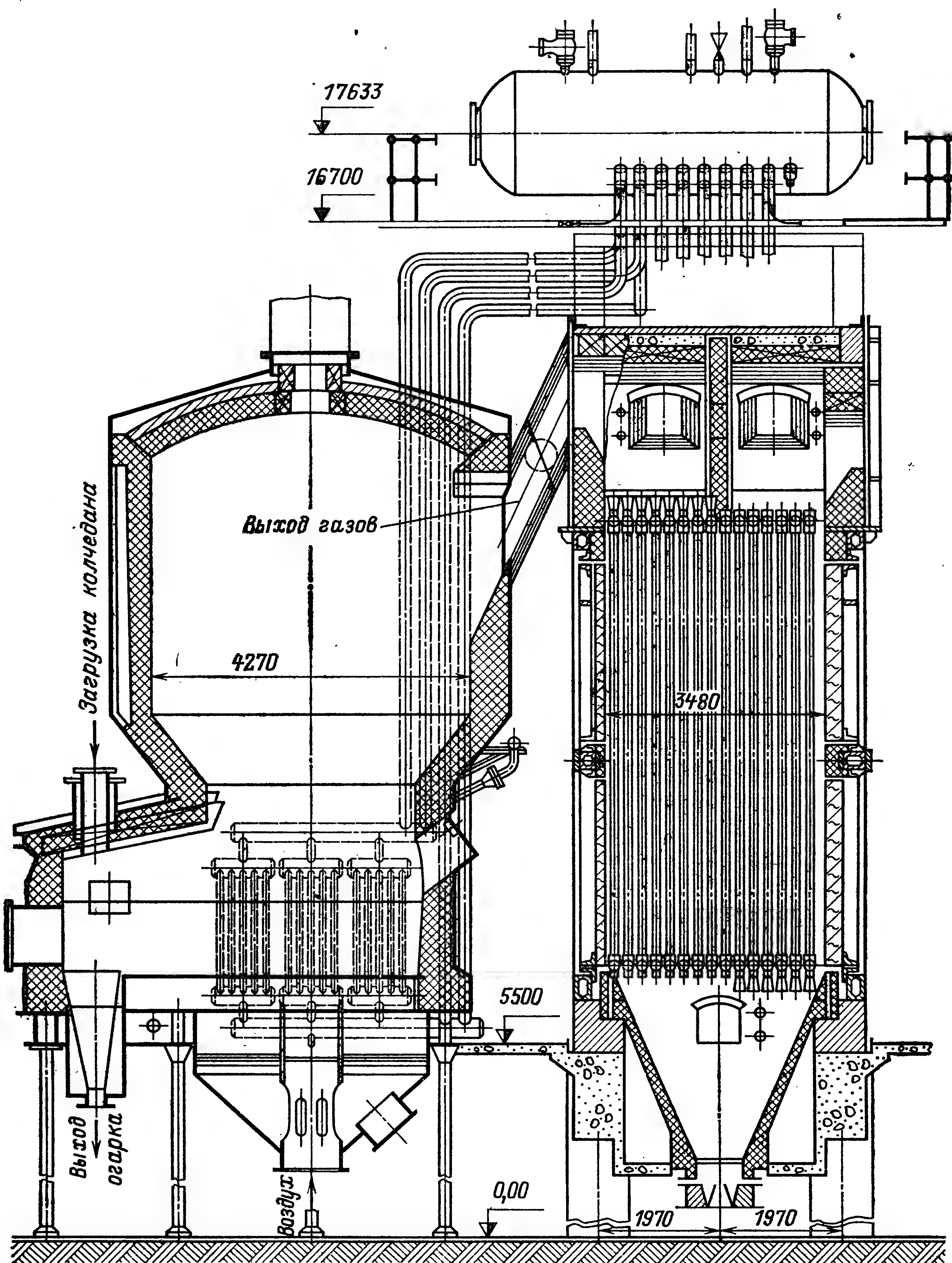


Рис. 3-19. Конструктивное выполнение топки с псевдоожиженным (кипящим) слоем топлива и ее компоновка с установкой по рис. 3-18.

няется либо заводом — изготовителем котельного агрегата, либо проектной организацией, разрабатывающей котельную.

Более высокой интенсификации процесса сжигания топлива в слое можно достигнуть, сжигая топливо в полувзвешенном состоянии — в топках с псевдоожиженным кипящим слоем. В этих топках для поддержания скорости витания топлива требуется точное соответствие скорости воздуха и газов и размеров частиц топлива. Сложность процесса и трудность обеспечения топок с кипящим слоем топливом с определенным размером частиц привели к тому, что их применяют пока в технологических установках (рис. 3-18). Заводская конструкция топочного устройства и котлоагрегата показана на рис. 3-19.

Кроме приведенных, имеются многочисленные конструкции механических топок для котлов малой производительности, однако они или проходят проверку, или еще не совершенны.

Для классификации и анализа Е. В. Нечаев и А. Ф. Лубнин (ЦКТИ) [Л. 14] предлагают по принципу движения потоков топлива и воздуха различать следующие схемы слоевого процесса:

с встречными потоками топлива и воздуха;

с поперечными потоками топлива и воздуха;

с параллельными потоками топлива и воздуха;

с обращенным слоем (потоки топлива и воздуха на решетке, охлаждаемой водой, направлены вниз; с решеткой соприкасается раскаленный слой топлива);

смешанные схемы.

3-2. КАМЕРНОЕ СЖИГАНИЕ ТОПЛИВА

Увеличение мощности современных производственных котельных до 33,5—195 кг/с (300—700 т/ч) пара, а отопительных до 175—350 МВт (150—300 Гкал/ч) требует перехода к сжиганию твердого топлива в пылевидном состоянии.

Появление этого способа сжигания было связано с необходимостью повышения единичной производительности котельных агрегатов.

При рассмотрении процесса горения твердого топлива указывалось, что начальными стадиями подготовки твердого топлива к горению являются его дробление, подогрев и испарение внешней влаги. Если вынести из топочного пространства процессы подогрева, сушки и измельчения топлива, то можно интенсифицировать процесс горения практически любого твердого топлива, в том числе и низкосортного.

В процессе подготовки твердого топлива к камерному сжиганию из топлива, поступающего в котельную кусками различных размеров, с помощью грохотов, щепоуловителя (рис. 3-20,*а*) и магнитных сепараторов (рис. 3-20,*б*) отделяют мелкое топливо, щепу-древесину и попавшие стальные предметы (см. гл. 7). Обычно чем выше влажность топлива, тем более крупные куски топлива могут быть поданы в мельницу. Это предупреждает застревание и налипание мелких частиц по тракту топливоподачи от дробилок до мельниц. Из бункеров котельной дробленое (до размера куска 6—25 мм) топливо поступает в пылеприготовительную установку, где оно размалывается в угольную пыль.

Нормами расчета и проектирования пылеприготовительных установок или [Л. 18] рекомендуется определять рациональную крупность дробления по остаткам на ситах 5×5 или 10×10 мм.

Угольная пыль представляет собой смесь частиц неправильной формы, отличающейся от шара или куба, с размерами частиц от близких

к 0 до 300—500 мкм. Свеженасыпанная пыль угля представляет собой массу плотностью 0,45—0,50 т/м³, легко текущую и сыпучую с углом естественного откоса в 25—30°. Будучи смешана с воздухом, угольная пыль взрывоопасна, так как она легко перемещается, переходит во взвешенное состояние и может воспламениться.

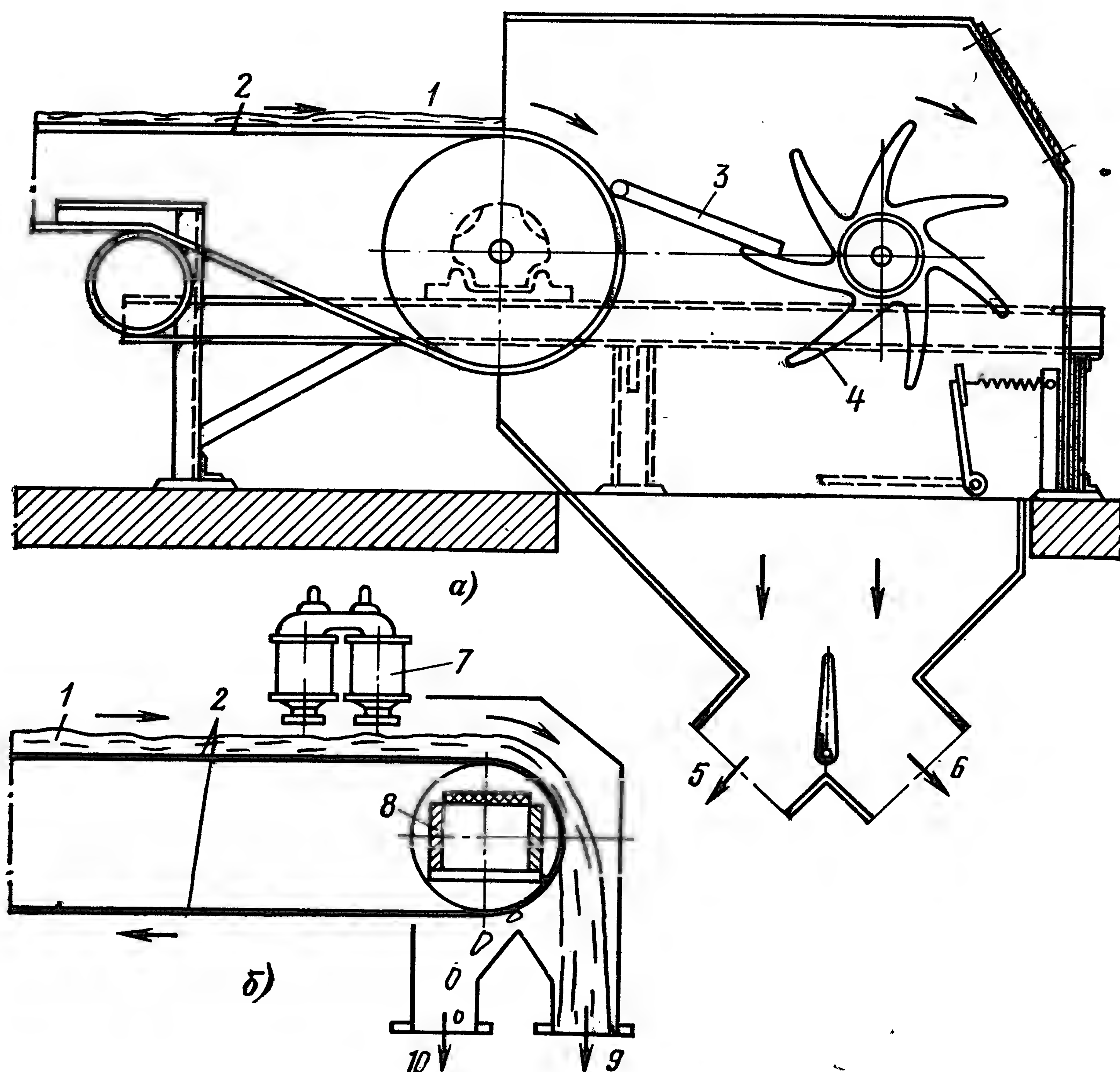


Рис. 3-20. Общие схемы устройства.

а — щепоуловителя; *б* — магнитного сепаратора; *1* — топливо; *2* — ленточный транспортер; *3* — решетка-грохот щелевая; *4* — вращающийся барабан с лопастями; *5* — течка для топлива; *6* — течка для щепы; *7* — подвесной магнит; *8* — встроенный в шкив магнит; *9* — течка для топлива; *10* — течка для металла.

При длительном хранении пыль слеживается, что приводит к увеличению ее плотности до 0,8—0,9 т/м³. Пыль топлива, у которого выход летучих более 7—9%, склонна к самовозгоранию.

Самовозгорание пыли происходит под воздействием содержащегося в воздухе кислорода, который окисляет органическую часть топлива. Наличие в топливе серного колчедана ускоряет самонагревание; склонны к самонагреванию и возгоранию практически все топлива, кроме антрацитов и полуантрацитов.

Качество угольной пыли для сжигания оценивают по размеру ее частиц, т. е. тонкостью помола.

Тонкость помола определяют ситовым анализом (рассевкой), т. е. путем просеивания пробы пыли через набор специальных сит на просеивающих машинах для получения остатка на сите.

После просеивания пыли через набор сит, характеризуемых размерами стороны ячейки в свету в микрометрах на каждом сите остается какая-то часть пыли. Эту часть пыли принято называть остатком R на сите с ячейкой в столько-то микрометров, например R_{20}, R_{90}, R_{200}, R_{1000} и т. д., где цифрами обозначены размеры ячейки.

Если обозначить количество угольной пыли, прошедшей через данное сито, через D_x, то

$$D_x+R_x=100\%. \tag{3-1}$$

Для определения тонкости помола угольную пыль просеивают через возможно большее число сит. По результатам рассева строят кривую полного остатка пыли на ситах в зависимости от размера отверстий в сите.

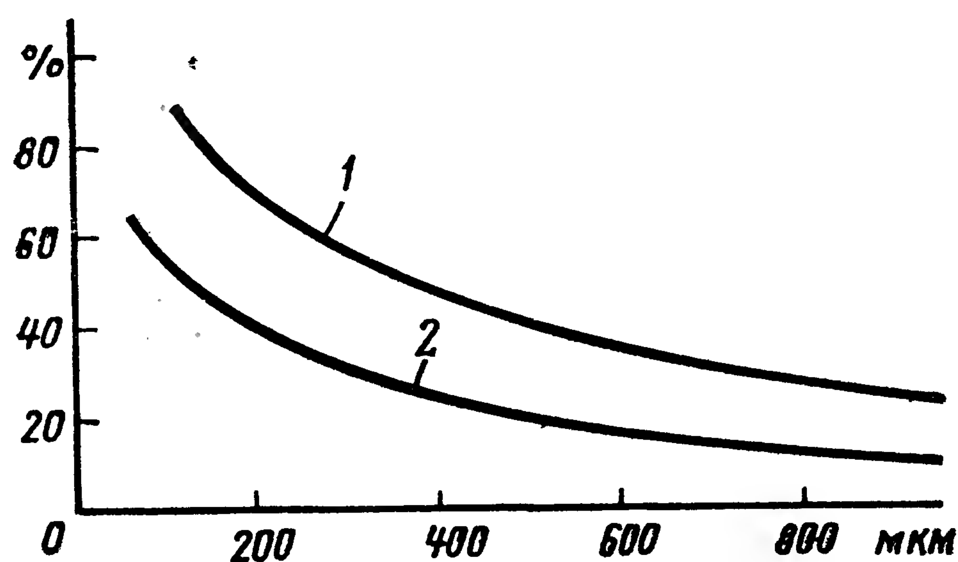


Рис. 3-21. Характеристика угольной пыли разного помола.
1 — грубый помол; 2 — тонкий помол.

По действующему стандарту на сита для определения тонкости помола наименьший размер отверстия составляет 40 мкм. Для рассеивания более мелких частиц применяют другие способы. Полученная в результате рассева пыли через сита характеристика пыли поэтому называется неполной.

Пример такой характеристики пыли кизеловского угля, размолотого в молотковой мельнице *1*, и подмосковного угля, размолотого в шаровой барабанной мельнице *2*, приведен на рис. 3-21.

Обработкой многочисленных данных по определению характеристик пыли было установлено, что кривые распределения можно описать уравнением

$$R_x=100e^{-bx^n}. \tag{3-2}$$

В уравнении:

R_x — полный остаток пыли на одном из сит, %;

e — основание натурального логарифма;

x — размер ячейки данного сита, мкм;

b и n — постоянные коэффициенты, зависящие от тонкости помола, сорта угля и типа мельницы.

Коэффициент n называют также коэффициентом полидисперсности пыли, поскольку его значением можно оценить равномерность структуры пыли.

Пользуясь уравнением (3-2), можно при известных остатках на двух ситах R_{x_1} и R_{x_2} получить зависимость распределения частиц пыли по крупности из следующего выражения:

$$R_{x_1}=100\left(\frac{R_{x_2}}{100}\right)^{(x_1/x_2)^n}. \tag{3-3}$$

Принято, что для характеристики угольной пыли необходимо знать остатки на ситах с размерами ячеек в 90 и 200 мкм, т. е. R_{90} и R_{200}, а для оценки грубой пыли и остатки на ситах с размерами ячеек в 500 и 1000 мкм.

Если величина n больше единицы, то в пыли содержится при постоянной величине R_x наименьшее количество частиц с размерами меньше 40 мкм. Такая пыль имеет относительно ровную структуру. Если величина $n=1$, то в пыли содержится большее, чем в первом случае, количество мелких частиц. Наконец, при $n<1$ угольная пыль переизмельчена.

На рис. 3-22 показано изменение поверхности 1 кг угольной пыли в зависимости от тонкости ее помола, характеризуемой остатком на сите R_{90}. Уменьшение остатка на этом сите с 40 до 20% увеличивает суммарную поверхность угольной пыли с 250 до 380 м². Увеличение тонкости помола топлива требует большего расхода энергии на размол, поскольку по закону Реттингера работа, затраченная на измельчение материала, пропорциональна вновь полученной поверхности, кВт·ч/т.

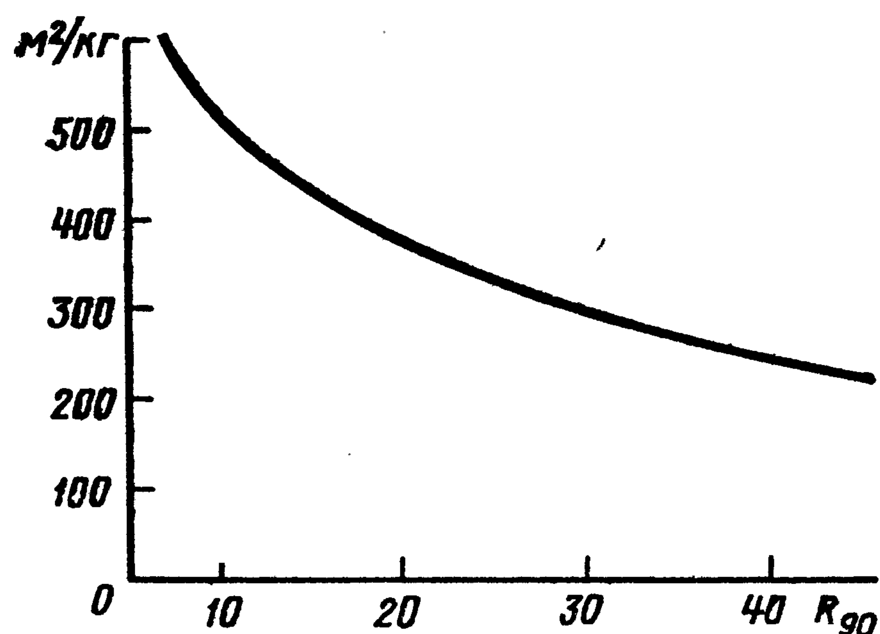


Рис. 3-22. Изменение суммарной поверхности 1 кг угольной пыли в зависимости от тонины помола.

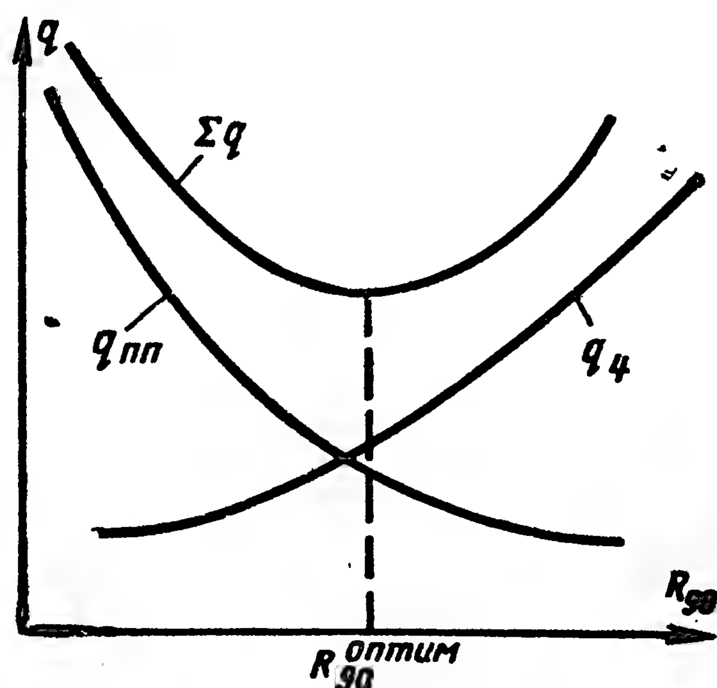


Рис. 3-23. Графический способ определения оптимальной тонины помола и экономичности камерного способа сжигания твердого топлива.

Уточнение закона Реттингера применительно к размолу топлива привело к следующему уравнению:

$$Э=\frac{N}{B}=\frac{a}{\rho_{каж}}(f_2-f_1). \qquad (3\text{-}4)$$

В уравнении:

$Э$ — расход электроэнергии, кВт·ч/т;

N — мощность, расходуемая на измельчение материала, кВт;

B — производительность размалывающей установки, кг/с (т/ч);

a — расход электроэнергии, отнесенный к 1 м² вновь полученной поверхности, кВт·ч/м²;

f_1 и f_2 — начальная и конечная поверхности материала, м²/м³;

$\rho_{каж}$ — кажущаяся плотность размолотого материала, т/м³.

Фактический расход электроэнергии выше за счет расхода электроэнергии на холостой ход мельницы, на разрушение мелющих органов, на преодоление упругих и пластических деформаций угля, на тепловые процессы, сопутствующие размолу, и др. После размола топлива из пыли необходимо отделить крупные частицы угля и транспортировать аэровзвесь, т. е. смесь пыли с воздухом, через горелки в топочную камеру, на что также расходуется энергия.

Поэтому для определения оптимальной тонкости помола данного топлива поступают следующим образом: варьируя величину остатка пыли, например на сите 90 мкм — R_{90}, определяют расход энергии на

приготовление пыли $Э_{п.п}(q_{п.п})$ и значение величины потерь теплоты от недожога топлива q_4. Пересчитав расход энергии $Э_{п.п}$ в теплоту, можно построить кривые, аналогичные изображенным на рис. 3-23. Суммируя потери теплоты и расход теплоты на приготовление и подачу пыли в топку $q_{п.п}$, можно получить кривую Σq, имеющую минимум при некоторой величине остатка на сите 90 мкм, который и будет примерно оптимальным.

Оптимальная тонина помола зависит для данного топлива от выхода летучих и зольности; эта зависимость в первом приближении для топлив с выходом летучих больше 10% для остатка на сите 90 мкм от $V^г$ имеет вид, %:

$$R_{90}=6+0,7V^г. \quad (3\text{-}5)$$

Более точные рекомендации имеются в [Л. 18], которые можно представить в виде табл. 3-2.

Таблица 3-2

Тонкость помола угольной пыли

Топливо	Коэффициент размолоспособности $\kappa_{ло}$	Выход летучих на горючую массу $V^г$, %	Рекомендуемая величина остатка R на сите, %		
			90	200	1000
Бурые угли	1,0—2,0	32—63	40	15	0,5
Сланцы	2,0—2,5	80—90	60	35	1,5
Каменные угли	1,3—1,5	25—51	15—40	0,3—1,3	—
Тощие угли, полуантрациты	1,1—1,3	9—20	15	1,2	—
Антрациты	0,95—1,0	4—9	7	0,3—1,2	—

При выборе типа мельницы для размола топлива до требуемого значения тонины помола необходимо знать, как (хорошо или плохо) размельчается данное топливо, т. е. **коэффициент размолоспособности топлива**. Этот коэффициент $\kappa_{ло}$ представляет собой отношение расхода электроэнергии на размол 1 т антрацитового штыба из Донецкого бассейна к такой же величине расхода электроэнергии на 1 т для данного топлива. Топливо должно быть в воздушно-сухом состоянии и измельчаться от одинаковой с АШ начальной крупности до одной и той же тонкости помола. Величина коэффициента зависит от состава топлива, его золы, наличия в топливе колчедана и ряда других факторов. Значения $\kappa_{ло}$ приводятся в справочниках, например [Л. 12, 13] и табл. 1-3.

Для представления о величине $\kappa_{ло}$ в табл. 3-2 даны пределы изменения $\kappa_{ло}$ для нескольких групп топлива.

Системы пылеприготовления могут отличаться друг от друга подачей в топочную камеру пыли угля и всей влаги, содержащейся в сыром рабочем топливе, или сбросом части влаги рабочего топлива за пределы котельного агрегата. При сбросе влаги помимо топочной камеры повышается качество подаваемой угольной пыли (так называемой сушенки) и улучшается процесс сжигания топлива, но система пылеприготовления становится более сложной, так как могут возникать дополнительные потери топлива и может увеличиваться расход электроэнергии.

Системы со сбросом влаги в топку называют **замкнутыми**, без сброса — **разомкнутыми**.

Наличие систем пылеприготовления создает ряд преимуществ для камерного сжигания твердого топлива по сравнению со слоевым:

возможность использования низкосортных топлив с достаточно высокой экономичностью;

практически полная механизация процесса подготовки и сжигания топлива;

возможность создания котельных агрегатов большой и практически любой производительности;

универсальность топочного устройства, т. е. допустимость работы топочной камеры при необходимости поочередно, а иногда и вместе на твердом, жидком и газообразном топливе без существенных переделок;

широкие регулировочные возможности топочной камеры по ее тепловой нагрузке и, следовательно, производительности котельного агрегата;

возможность применения автоматизации процессов регулирования работы котельной установки при сохранении возможности возврата к ручному управлению.

Однако эти преимущества даются ценой затрат дополнительного расхода энергии, усложнения устройств для подготовки топлива к сжиганию, т. е. за счет больших капитальных и эксплуатационных затрат по сравнению со слоевым способом сжигания.

Для полного выжигания горючих веществ из твердого топлива в камерной топке, кроме подготовки его, необходимо обеспечить подачу воздуха к каждой частице топлива и ее зажигание.

Применяемые в настоящее время основные схемы камерной топки для твердого топлива рассмотрены ниже. По способу удаления шлака камерные топки разделяют на устройства с сухим (или гранулированным) и жидким удалением шлака.

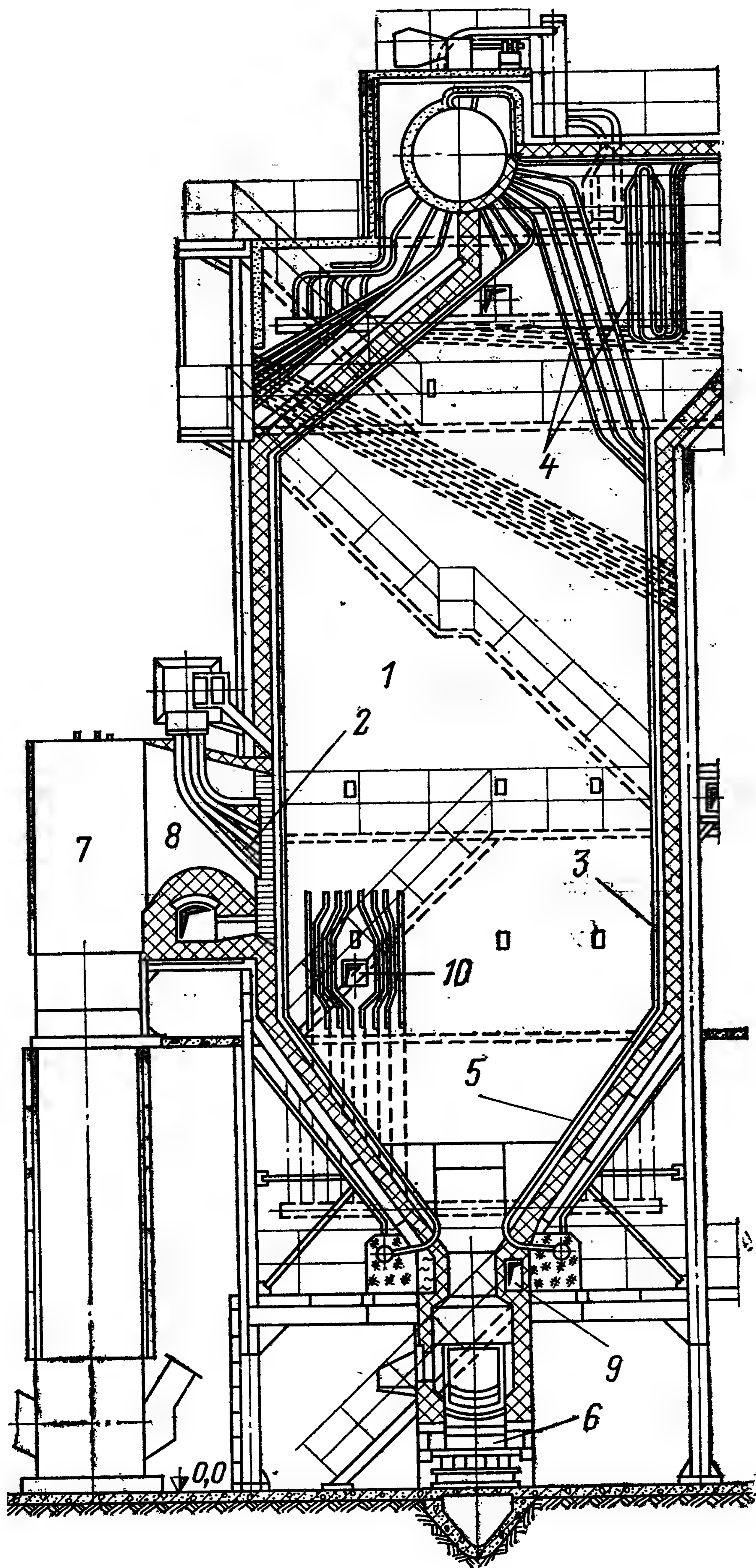


Рис. 3-24. Схема камерной топки для сжигания твердого топлива.

Наиболее распространена однокамерная топка для сжигания твердого топлива (рис. 3-24). Топка состоит из следующих основных частей: собственно камеры *1* в виде параллелепипеда, на стенах которой устанавливают горелочные устройства — амбразуры *8* или горелки, форсунки *10* и сопла *2* для подачи воздуха *9*. С внутренней стороны стены топки защищены экранами из труб *3*. Экраны воспринимают теплоту в основном излучением, как это видно из формул (2-101) и (2-113), т. е. пропорционально разности четвертых степеней температур газов в топке и температур стенок труб. Поэтому экраны, кроме защиты стен от высоких температур и шлакования, используются для восприятия значительных количеств теплоты при небольших размерах поверхностей нагрева (см. стр. 75, 76 и рис. 2-8).

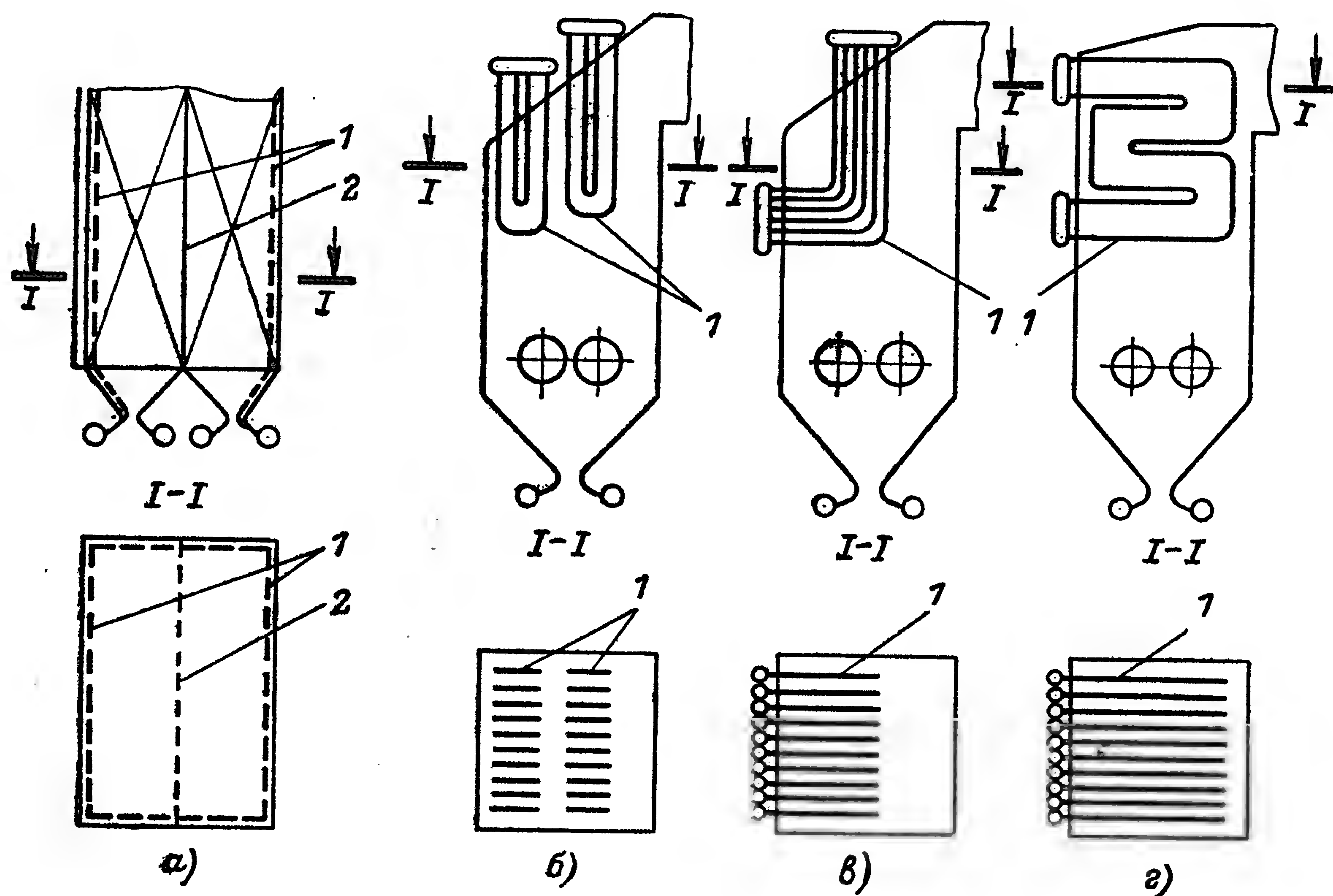


Рис. 3-25. Размещение экранных и ширмовых поверхностей нагрева в топочной камере.
а — топочная камера с двухсветным экраном; *1* — экраны настенные; *2* — двухсветный экран; размещение ширм в камере: *б* — вертикальное; *в* — смешанное — «щеки»; *г* — горизонтальное.

В верхней части топочной камеры расположены конвективные поверхности нагрева *4*, а в нижней — холодная воронка *5*, которую выполняют в виде усеченной пирамиды. Устройства *6* служат для удаления шлака в систему шлакозолоудаления.

В топочной камере стремятся разместить возможно больше экранных поверхностей нагрева с тем, чтобы глубже охладить продукты сгорания топлива. В топочной камере, изображенной на рис. 3-24, экранами покрыты все стены, потолок и под топки. При необходимости иметь экраны с поверхностью больше, чем поверхность ограждений, в топочной камере размещают так называемые двухсветные (с двусторонним освещением факелом) экраны и ширмовые поверхности нагрева — ширмы.

Схемы топочной камеры с двухсветными экранами и ширмами показаны на рис. 3-25.

При сжигании твердого топлива в камерной топке необходимо обеспечить охлаждение продуктов сгорания до температур, исключающих шлакование, т. е. загрязнение поверхностей нагрева шлаками, и быстрый износ обмуровки под действием горящего факела и шлаков. Эта задача решается применением экранов с малым шагом труб (рис. 3-26,*а*) или из труб с плавниками (рис. 3-26,*б*), которые частично или полностью закрывают обмуровку. Достигаемое при этом снижение температур за трубами экранов позволяет отказаться от тяжелой кирпичной или другой обмуровки и ограничиться только тепловой изоляцией. В некоторых конструкциях к экранным трубам приваривают шипы, выполненные из легированной стали, как это показано на рис. 3-26,*в*, заполняя пустоты огнеупорным составом.

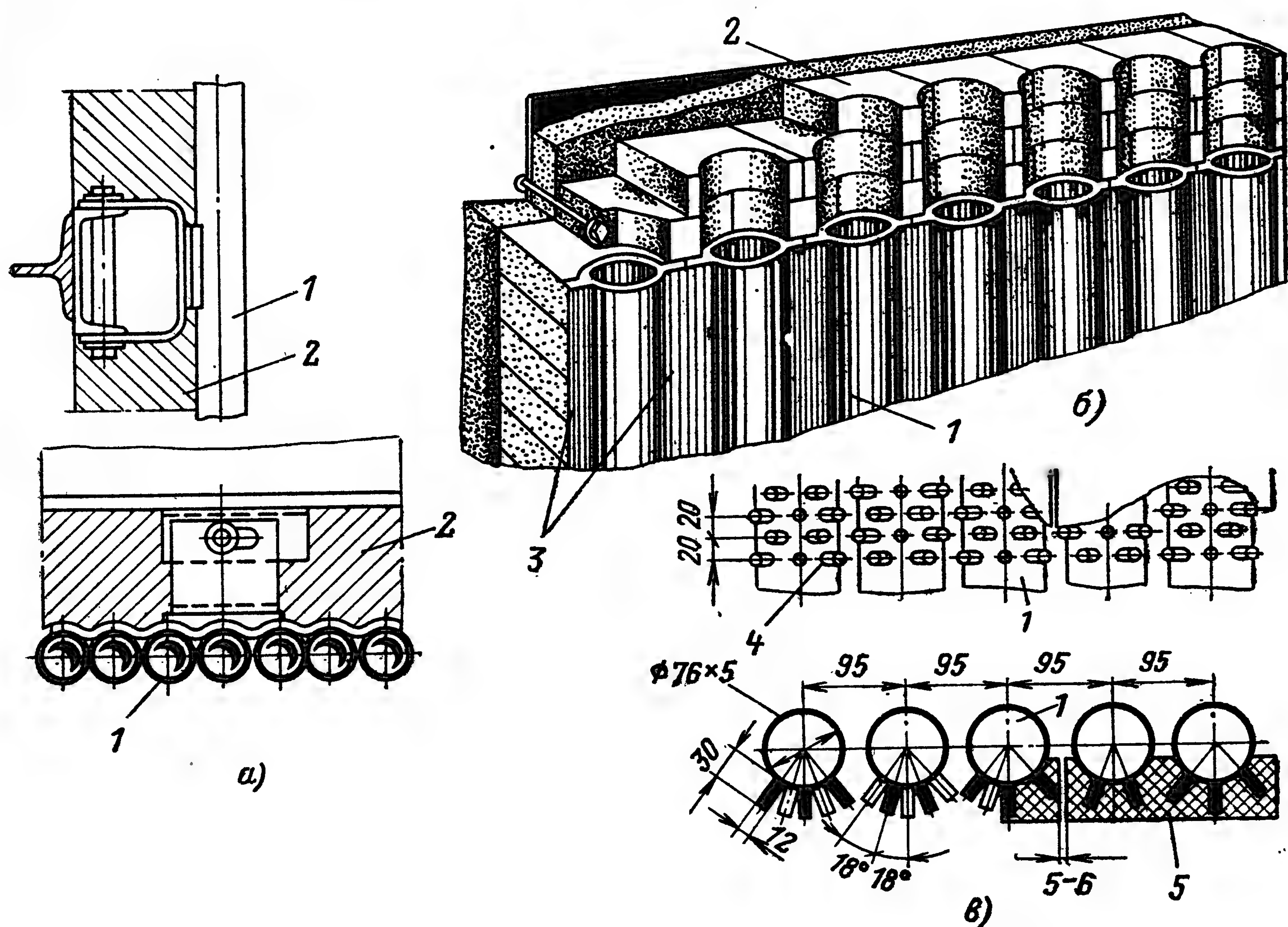


Рис. 3-26. Виды экранов топочных камер.

а — гладкотрубный; *б* — трубы с плавниками; *в* — трубы с шипами и набивкой; *1* — экранные трубы; *2* — обмуровка или изоляция; *3* — плавник; *4* — шипы из легированной стали; *5* — огнестойкие пластичные массы.

Горение пыли угля или другого твердого топлива зависит от ряда факторов, к числу которых относятся выход летучих, влажность, зольность, тонина помола, полидисперсность частиц, температура воспламенения, температура среды, окружающей факел, интенсивность перемешивания частиц в факеле и в окружающей его топочной среде и др. Влияние этих факторов на процессы воспламенения и горения пыли не изучено достаточно широко, в силу чего число конструкций топочных устройств для сжигания размолотого твердого топлива весьма велико, разнообразно и со временем меняется.

Представленные на рис. 3-27,*а* — *д* схемы камерных топок для сжигания твердого топлива иллюстрируют сказанное, но не исчерпывают всех возможных вариантов и схем расположения горелок. В топках,

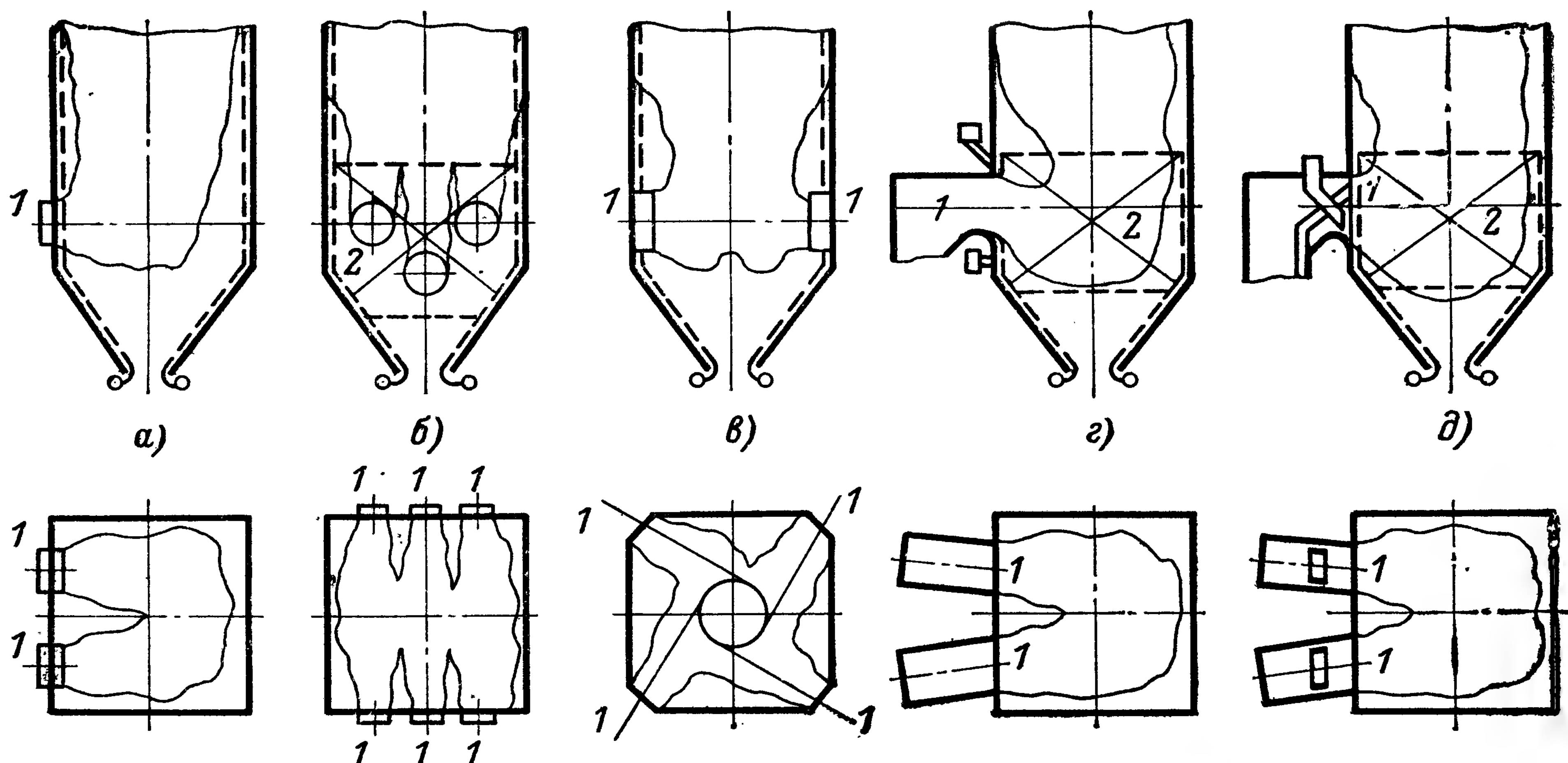


Рис. 3-27. Основные схемы экранированных камерных топок с сухим удалением шлака.
1 — амбразуры или горелки; *2* — зажигательные пояса.

предназначенных для сжигания топлив с малым выходом летучих (антрацита, полуантрацита) и топлив с высокой и колеблющейся влажностью (например, торфа), применялись зажигательные пояса (рис. 3-27,*б, г, д*). Стены, экранированные в районе горелок, покрывали огнеупорным кирпичом или специальными обмазками, накладываемыми на экранные трубы с шипами. Такие покрытия снижают тепловосприятие экранов в зоне горелок и обеспечивают зажигание топлива.

В нижней части холодной воронки для сбора и охлаждения водой выпадающих шлаков выполняют устройства в виде специальных объемов, называемых шлаковыми комодами. Иногда камерные топки оборудуют механизмами, позволяющими получать шлак раздробленным на небольшие куски до его удаления из котельной.

Для жидкого удаления шлака из камерных топок требуется изменять конфигурацию топки и способ размещения горелок. Такие топки используют обычно для котлоагрегатов средней и большой производительности и при сжигании топлив с низкой температурой плавления золы. Эти топочные устройства могут быть однокамерными, двухкамерными, с циклонными предтопками.

На рис. 3-28,*а, б, в* показаны схемы топок, нашедших применение в котельной технике, — открытые топки с горизонтальным подом; то же с наклонным подом, с пережимом и двухкамерные устройства с различной конфигурацией.

Из схем топок (рис. 3-28,*в, г* и *д*) видно стремление разграничить топочную камеру на камеры для сгорания твердого топлива и на камеры охлаждения продуктов сгорания, т. е. создать условия для устойчивого зажигания и полного сгорания топлива в первой камере и обеспечить отдачу теплоты без шлакования поверхностей нагрева во второй камере.

Дальнейшим развитием топочных устройств такого типа явились предложенная ЦКТИ (А. Н. Ковригиным) топка с горизонтальным или наклонным расположением циклона (рис. 3-28,*е* и *ж*) и разработанный ВТИ (Ю. Л. Маршаком) вертикальный предтопок (рис. 3-28,*з*).

При создании таких топочных устройств имелось в виду существенно повысить общие для топочных камер тепловые напряжения q_V и со-

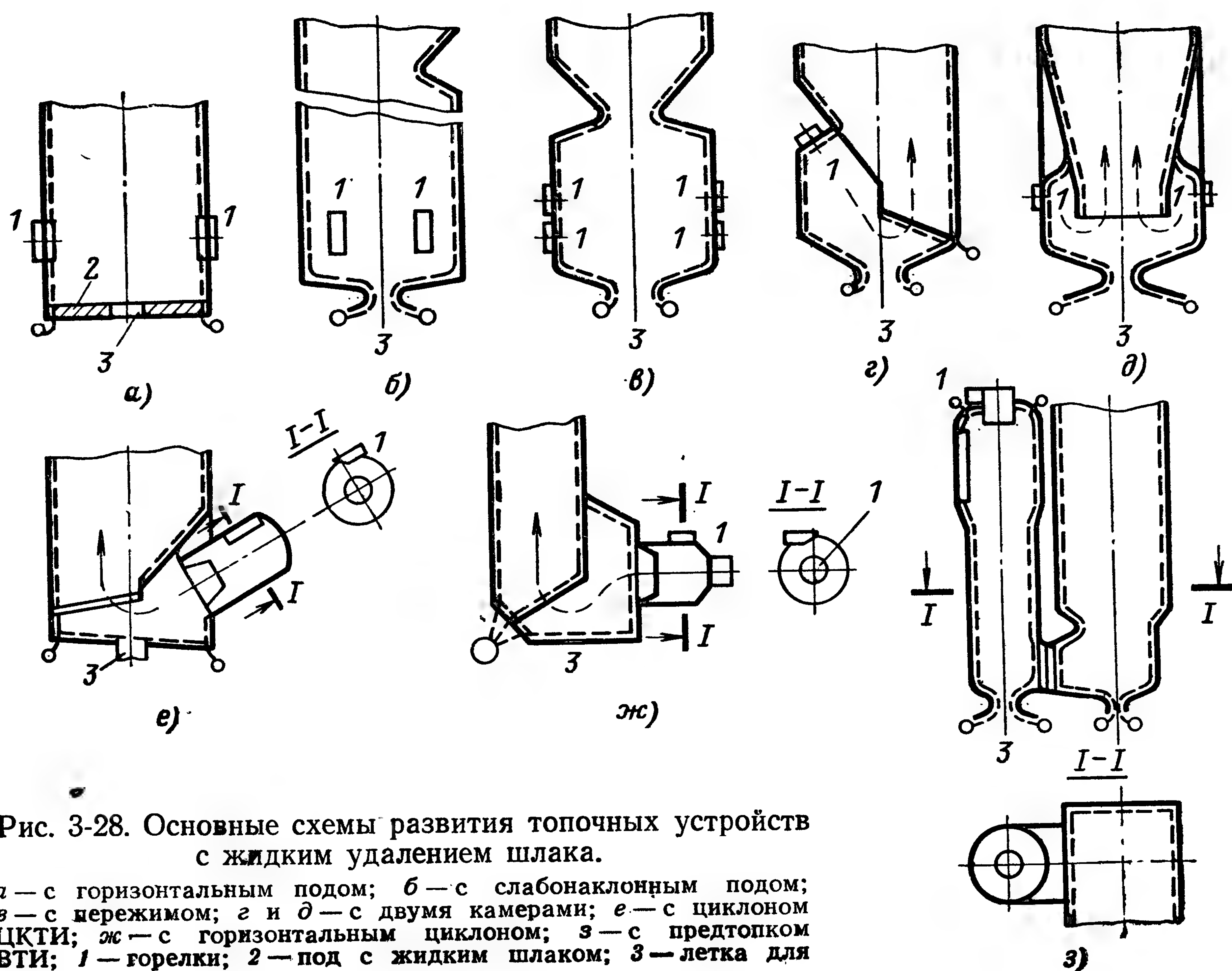


Рис. 3-28. Основные схемы развития топочных устройств с жидким удалением шлака.

а — с горизонтальным подом; *б* — с слабонаклонным подом; *в* — с пережимом; *г* и *д* — с двумя камерами; *е* — с циклоном ЦКТИ; *ж* — с горизонтальным циклоном; *з* — с предтопком ВТИ; *1* — горелки; *2* — под с жидким шлаком; *3* — летка для выпуска жидкого шлака.

кратить за счет этого их габариты и массу. Однако, даже при увеличенных в несколько раз тепловых напряжениях объема первых камер топочных устройств средние значения получались близкими к обычным. Одновременно выявились жесткие требования к постоянству качества топлива и потребовались дополнительные устройства для регулирования процесса горения и удаления шлака.

Обычно в первой камере (или в циклоне) осуществляется выжигание горючих веществ из топлива на 90—95% (эту камеру часто называют **камерой сгорания**), во второй камере происходят охлаждение и дожигание продуктов сгорания (эту часть называют **камерой охлаждения**). Удаление шлака осуществляется из камеры сгорания или из камеры охлаждения, а иногда из обеих камер.

Количество золы, осаждающееся в топках с жидким удалением шлака, значительно больше, чем в топках с сухим шлакоудалением. Обычно в топочных устройствах этого типа успешно сгорает топливо с высокой теплотой сгорания и с большим выходом летучих.

В топочных устройствах с предтопками и циклонами сжигают пыль твердого топлива с бо́льшими размерами частиц, чем в обычных пылеугольных топках.

Конструктивные разработки и практика изготовления нескольких котельных агрегатов показали, что эти топочные устройства не позволили практически уменьшить габариты и массу котельных агрегатов. Рост стоимости подобных топочных устройств по сравнению с обычными и указанные выше особенности ограничили их применение в отечественной энергетике.

Для котельных установок с теплопроизводительностью от 23 МВт (20 Гкал/ч) и выше, предназначенных для работы на твердом пылевид-

ном топливе, чаще всего применяют системы приготовления топлива более простого вида. К ним относятся индивидуальные системы приготовления пыли из бурых углей и торфа с молотковыми мельницами или мельницами-вентиляторами. Для приготовления пыли из каменных углей используются системы с среднеходными или молотковыми мельницами. При сжигании же антрацита и полуантрацита пока приходится применять шаровые барабанные мельницы (см. гл. 7).

3-3. ГОРЕЛОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА

Подготовленная к сжиганию пыль топлива поступает в топочные камеры через специальные горелочные устройства.

В случае применения молотковых мельниц и простейшей системы приготовления пыли в топочной камере устанавливают так называемые амбразуры *2* (рис. 3-29), представляющие собой отверстия в стене, обмурованные огнеупорным материалом.

При сжигании фрезерного торфа амбразуры выполняют открытого типа с установкой в них горизонтальных рассекателей, иногда с поворачивающимся шибером *7* перед рассекателем для регулирования направлений потоков. Схема такой амбразуры показана на рис. 3-29,*б*. Разделение выходящего из амбразуры потока на два улучшает перемешивание топлива и воздуха, увеличивает разнос факела и приводит к заполнению топочного пространства факелом.

Скорости выхода смеси первичного воздуха с топливом из таких амбразур должны составлять 4—6 м/с, количество первичного воздуха составляет 50—70% от общего расхода воздуха. При сжигании сланцев скорости должны составлять 3,5—5 м/с и количество первичного воздуха 50—60%, при сжигании бурых углей следует принимать скорости 4—6 м/с и количество первичного воздуха 40—45%.

Улучшения процессов сжигания при использовании пыли из молотковых мельниц можно достигнуть применением эжекционных амбразур с металлическими соплами со скоростью выхода из них вторичного воздуха от 15 до 40 м/с вместо показанных на рис. 3-29,*а* и *б* наружных верхних *5* и нижних *6* сопл, из которых вторичный воздух выходит со скоростью от 15 до 30 м/с в зависимости от вида топлива.

МЭИ (Д. М. Хзмаляном и др.) было предложено при размоле топлив в молотковых мельницах заменить амбразуры устройствами, с помощью которых пыль и воздух выходят в топочную камеру плоскопараллельными тонкими струями.

В качестве примера такого устройства на рис. 3-29,*в* показана амбразура конструкции МЭИ для сжигания фрезерного торфа в топке котельного агрегата производительностью 58 МВт (50 Гкал/ч).

Однако указанные амбразуры и устройства щелевого типа с молотковыми мельницами пригодны главным образом при сжигании торфа и частично лигнитов и некоторых сортов бурых углей.

Для высоковлажных бурых углей и лигнитов целесообразно применение мельниц-вентиляторов или молотковых мельниц с подачей пыли в специальные пылеугольные горелки. Турбулентные и щелевые горелки могут быть применены и для каменных углей (кроме тощих), так как являются более универсальными и пригодны для сжигания значительного числа топлив.

Схемы горелок с указанием направления движения в них первичного и вторичного воздуха показаны на рис. 3-30. Турбулентные

горелки (рис. 3-30,*а*) при правильном выборе скоростей первичного и вторичного воздуха позволяют получить для бурых углей q_4=1,0—1,5%, для каменных углей около 2,5%, для отходов обогащения каменных и тощих углей 3—4%. Такие величины потерь имеют место и при использовании для сжигания пыли каменных и бурых углей угловых горелок (рис. 3-30,*б*).

Для сжигания пыли тощих углей, полуантрацитов и антрацитов могут быть применены улиточно-лопаточно-прямоточные и

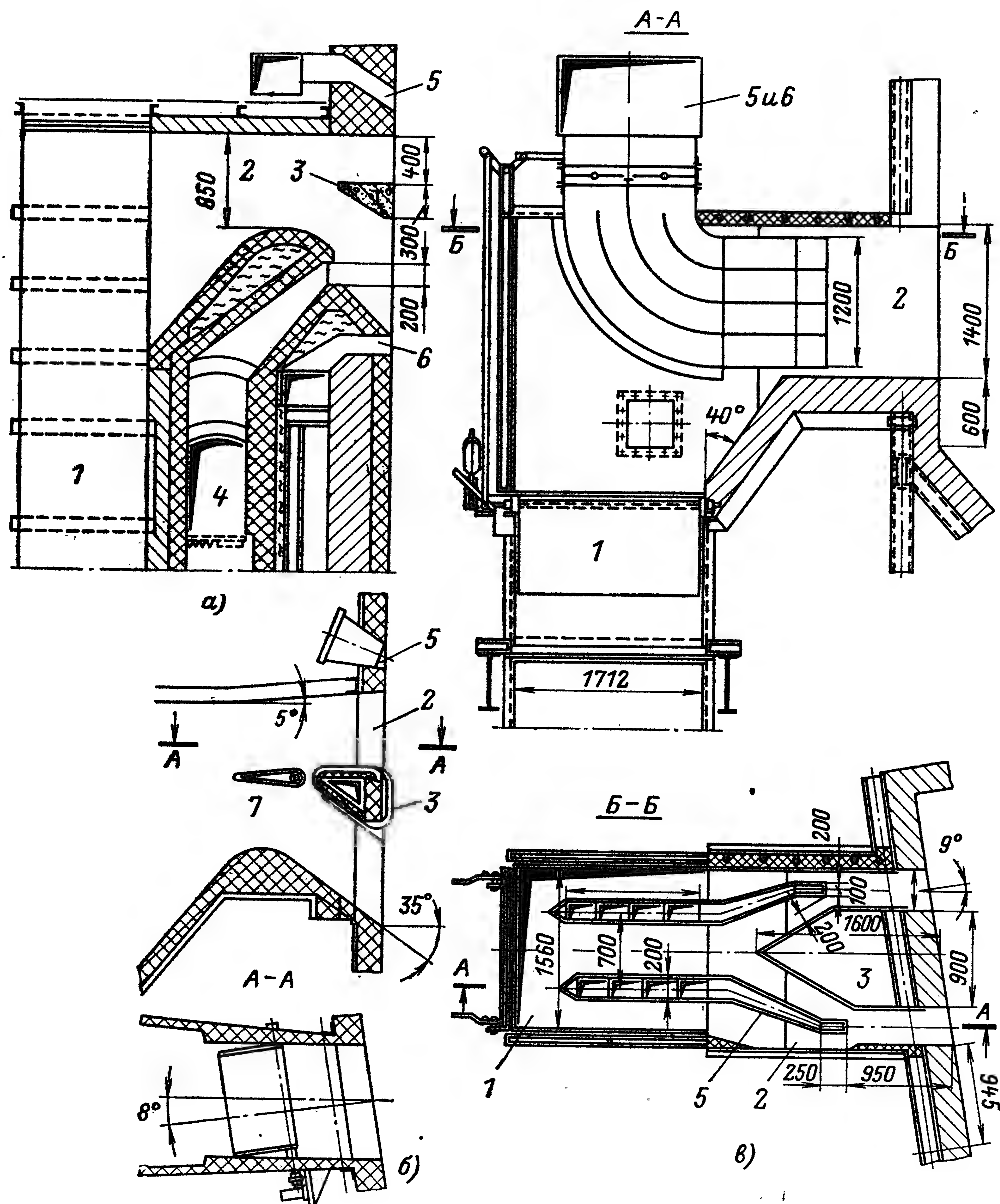


Рис. 3-29. Амбразуры для подачи топлива из молотковых мельниц в камерную топку.
а — с рассекателем потока; *б* — с рассекателем и шибером ЗиО; *в* — эжекционные для сжигания топлива в тонких струях по МЭИ; *1* — шахта молотковой мельницы; *2* — амбразура; *3* — рассекатель; *4* — подвод вторичного воздуха; *5* и *6* — шлицы для вторичного воздуха; *7* — поворачивающийся шибер.

прямоточные горелки с центральным вводом вторичного воздуха, а также горелки ОРГРЭС (рис. 3-30,*в*).

Необходимые конструктивные данные по горелкам различного типа можно найти в [Л. 12, 13] и т. д.

Размещение горелок на стенах топочной камеры может быть разным: на фронтовой или боковых стенах, в один или несколько рядов и зависит от производительности агрегата, вида сжигаемого топлива и типа горелок. Амбразуры обычного или эжекционного типа размещают в один ряд на фронтовой стене топочной камеры. Турбулентные горелки

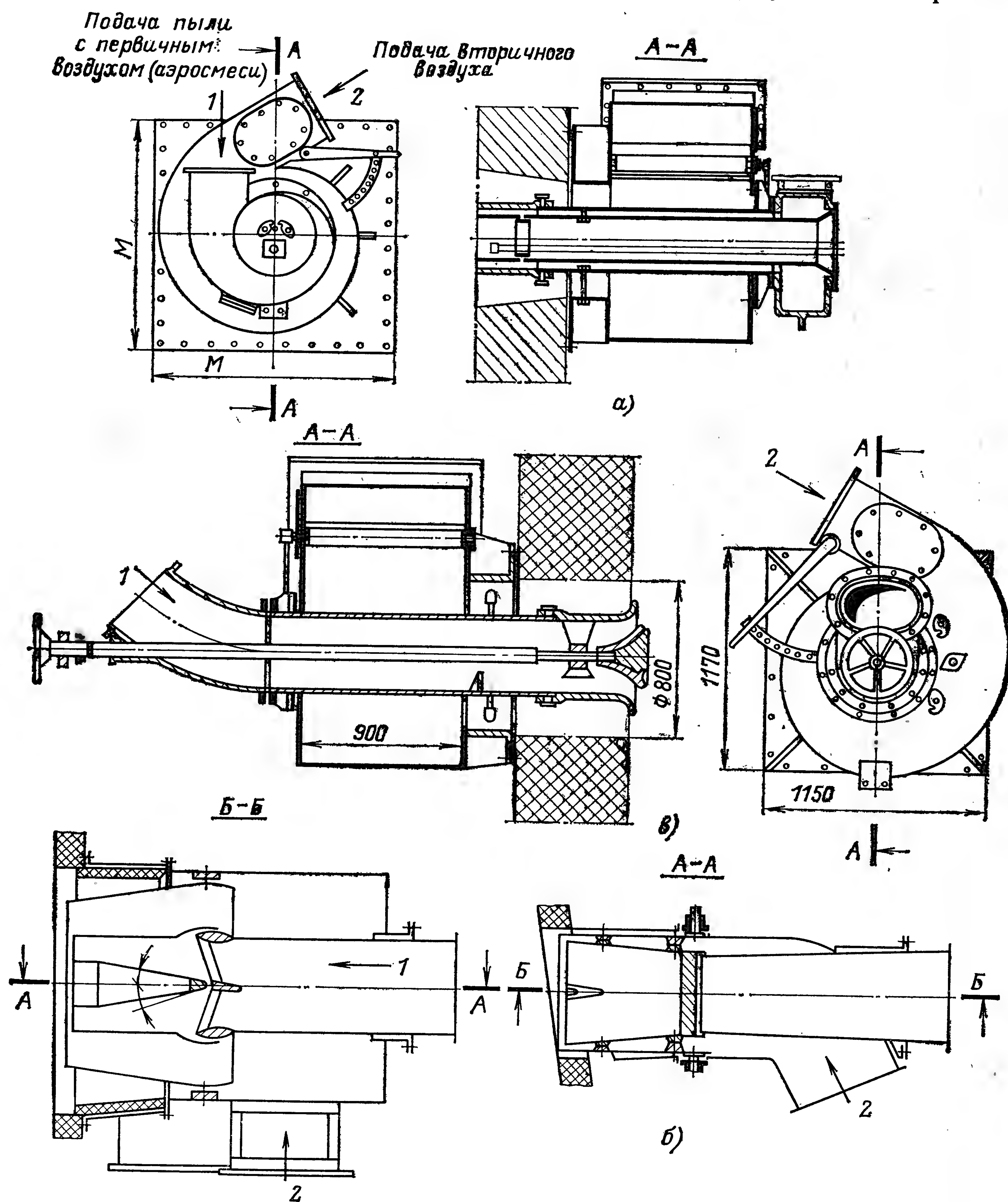


Рис. 3-30. Основные типы горелок для пыли твердого топлива при сжигании его в камерной топке.

а — турбулентная ТКЗ; *б* — угловая с поворотом сопл; *в* — турбулентная ОРГРЭС; *1* — подвод пыли с первичным воздухом; *2* — подача вторичного воздуха.

иногда располагают встречно (см. рис. 3-27,*б*). Конструкции угловых горелок иногда выполняются с поворотом их выходной части на угол 10—20° для изменения направления потока пылевоздушной смеси (рис. 3-30,*б*). Изменение положения факела позволяет уменьшить шлакование стен, изменить температуру газов в конце топки и регулировать в небольших пределах температуру перегретого пара.

При любом расположении горелок в топочной камере должны быть соблюдены определенные расстояния от оси горелок до начала ската холодной воронки; от осей крайних горелок до прилежащих стен и между осями горелок.

При сжигании тощих углей, полуантрацитов и антрацитов в камерной топке часть первичного воздуха сбрасывается мимо основных горелок через специальные сопла (шлицы), которые рекомендуется размещать над основными горелками или на задней стене на уровне основных горелок.

Транспорт пыли твердого топлива в топочную камеру осуществляется с помощью воздуха, называемого п е р в и ч н ы м; этот воздух обычно проходит систему приготовления пыли и имеет температуру, близкую или равную температуру топлива.

В установках пылеприготовления, когда сушка и транспорт топлива осуществляются только воздухом, эту температуру выбирают по правилам взрывобезопасности — 150—130°С для каменных углей; 100°С для бурых углей и сланцев и 80°С для торфа. При сушке смесью дымовых газов с воздухом температура выше и составляет 180°С для всех видов топлив, кроме торфа, для которого принимается равной 150°С.

Более горячий в т о р и ч н ы й воздух из воздухоподогревателя поступает в горелки и топку отдельно от первичного. Температура вторичного воздуха принимается выше для влажных топлив и составляет от 200 до 450°С. Уменьшение количества первичного воздуха и повышение температуры вторичного могут ускорить воспламенение твердого топлива. Однако главными факторами, интенсифицирующими процесс зажигания и горения топлива в камерной топке, являются подвод к воспламеняющимся частицам требующегося количества воздуха и перемешивание горящих частиц топлива с вновь поступившими частицами и воздухом. Поэтому в камерных топках для твердого топлива важное значение имеет правильный выбор типа горелки.

Значения видимых тепловых напряжений колосниковой решетки, зеркала горения, объема топочной камеры при данном избытке воздуха топочных устройств определяют путем испытаний. Основные показатели работы топочных устройств даны в § 2-6, а расчетные характеристики см. в [Л. 12 и 13].

Жидкое топливо, главным образом мазут, из-за повышенной вязкости, иногда наличия парафина предварительно проходит подготовку, заключающуюся в подогреве мазута и фильтрации сначала крупных, а затем мелких нерастворимых частиц. Степень подогрева топлива выбирается в зависимости от сорта, вязкости, типа насосов, с помощью которых он перекачивается, и вида форсунок. Мазут обычно подогревают до 85—135°С. Другие жидкие топлива, используемые в топочных устройствах (соляровое масло, керосин и т. д.), обычно не подогревают, так как их вязкость невелика и распыливание без подогрева происходит удовлетворительно. Фильтрация этих топлив также обязательна.

Подогрев мазута производят с помощью пара и реже горячей воды в кожухотрубных теплообменниках, причем внутри труб движется мазут, а снаружи пар или вода. При небольших расходах мазута может

быть использован электрический подогрев. Для грубой очистки применяют фильтры-сетки с числом отверстий 5 на 1 см², для тонкой очистки — 40.

Подогретый и очищенный от примесей мазут направляют к форсункам по трубопроводам. Во избежание застывания мазута трубопроводы целесообразно выполнять в виде кольца, по которому непрерывно циркулирует мазут и от которого имеются ответвления к топочному устройству.

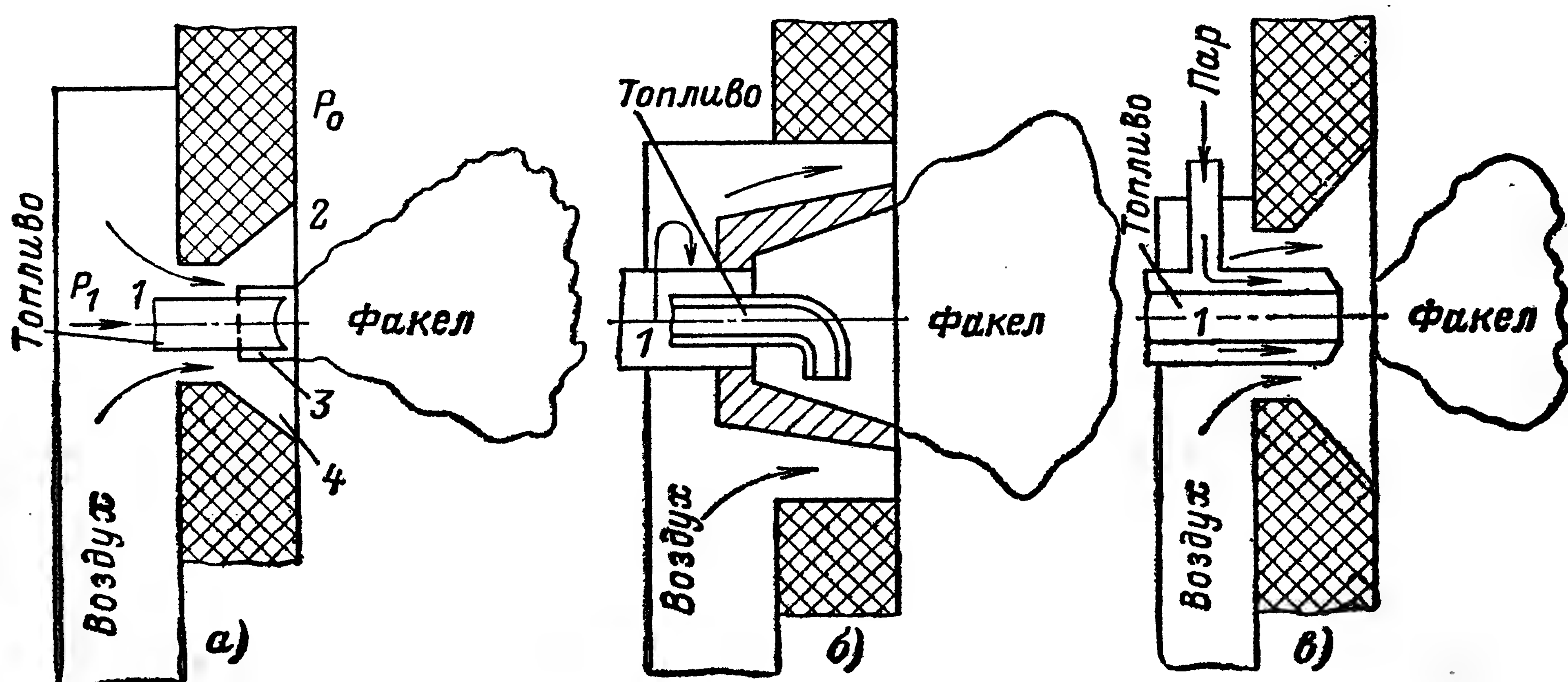


Рис. 3-31. Общие схемы форсунок для распыливания жидкого топлива.

а — механическая с распыливанием снижением давления; *б* — механическая ротационная; *в* — с распыливающей средой; *1* — подвод топлива; *2* и *3* — распыливающие топливо устройства; *4* — поступление воздуха.

Горение жидкого топлива протекает хорошо в том случае, если топливо распылено на мелкие капли. Форсунки для распыливания могут быть следующих видов:

а) механические, в которых распыливание топлива осуществляется за счет снижения давления топлива при его движении через завихривающие каналы и отверстия малого размера;

б) ротационные, в которых струя топлива попадает на быстро вращающуюся поверхность цилиндра, диска и последними превращается в мелкие капли;

в) с распыливающей средой — паром или воздухом, в которых струя топлива дробится и уносится подведенным к ней распылителем, вытекающим из отверстия с высокими скоростями.

Общие схемы форсунок для распыливания жидкого топлива показаны на рис. 3-31. Топливо подводится по каналу *1*, затем с помощью сопл, распылителей и других устройств *2* и *3* дробится на капли; воздух *4* поступает через каналы или вокруг самой форсунки. Если воздух или пар являются распылителем, то их подводят по каналам и им придают вращение — завихривают.

Распыливание по схеме рис. 3-31,*а* достигается при сжатии горячего мазута до давления 2—6 МПа (20—60 кгс/см²), т. е. давление топлива p_1 должно быть выше давления среды p_0, куда топливо подается.

Каждая механическая форсунка состоит из следующих деталей: наконечника, по которому подводится топливо *1*, распределителя *2*, завихрителя *3* и сопла *4*, собираемых на выходном конце наконечника и удерживаемых с помощью накидной гайки *5*. Общий вид механической

форсунки, разработанной ЦКТИ, ВТИ и заводом «Ильмарине», показан на рис. 3-32.

Ротационная форсунка с вращающимся цилиндром показана на рис. 3-33. Через вал *7*, на котором закреплена чаша *8*, пропущена трубка, подающая топливо; на конце этой трубки имеется сопло с отверстием в направлении внутренней стенки чаши, топливо попадает на эту стенку, дробится и сбрасывается в топочную камеру; воздух поступает вокруг чаши через конус *9*, охватывает вращающийся поток капель

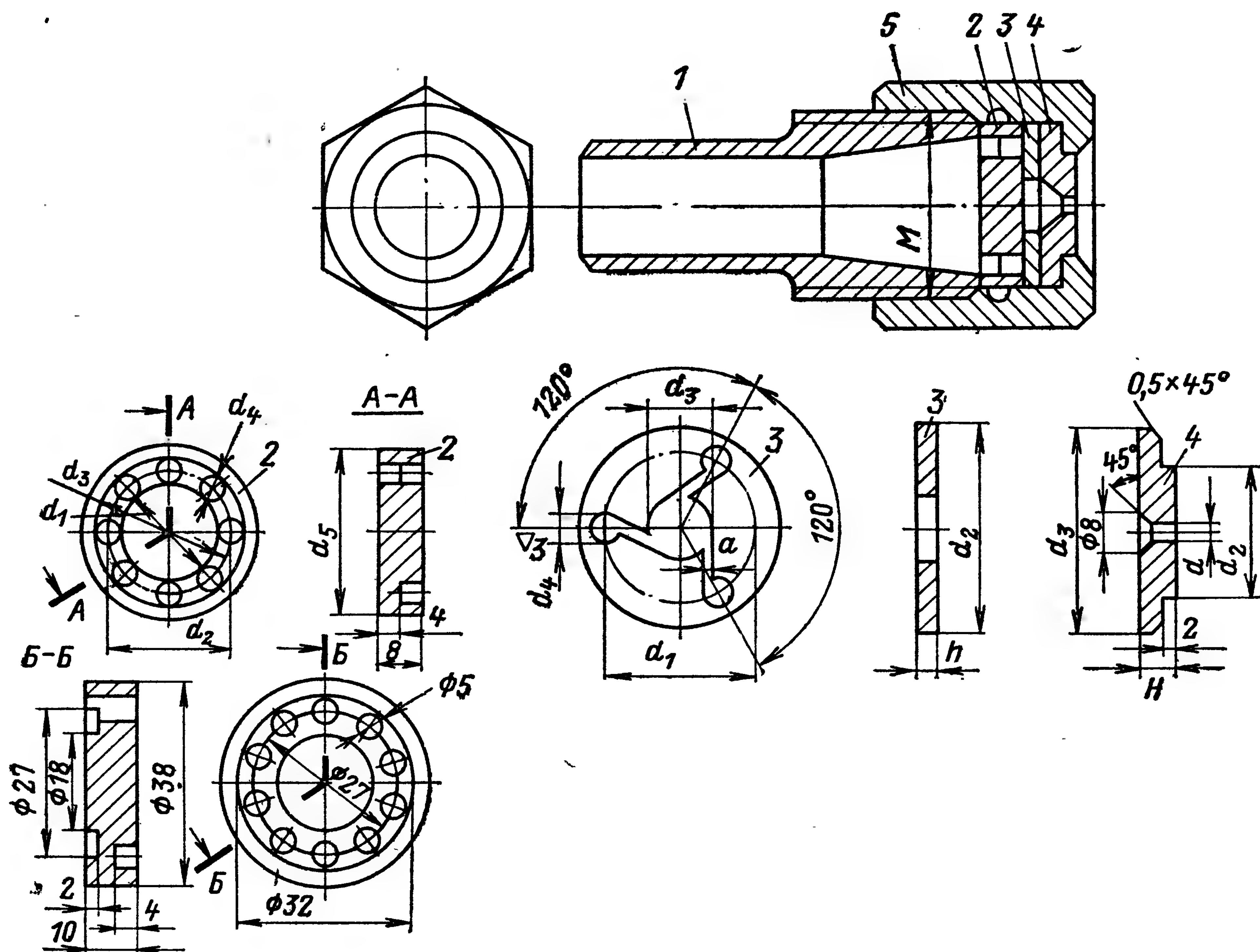


Рис. 3-32. Механическая форсунка «Ильмарине» для распыливания сжатым воздухом.

жидкого топлива и перемешивается с ними. Частота вращения чаши зависит от производительности форсунки и находится в пределах 1500—4550 об/мин, топливо к форсункам подается под давлением в 0,15—1 МПа (1,5—10 кгс/см²) подогретым. Форсунки этого типа для мазута, солярового и других масел изготавливаются на заводе «Ильмарине».

Обычно при хорошем распыливании размер капель мазута изменяется от 40 до 160 мкм, при плохом — от 100 до 400 мкм. При механическом распыливании отношение среднего размера капель к диаметру отверстия выходного сопла для оценки качества распыливания можно найти из выражения

$$\frac{d}{d_0}=\frac{47,8}{A^{0,6}\Pi^{0,1}\mathrm{Re}^{0,7}}. \qquad (3\text{-}6)$$

В выражении:

d — средний размер капель, мм;

d_0 — диаметр выходного сопла форсунки, мм;

$Re = v_0 d_0 / \nu$ — число Рейнольдса, в котором v_0 — эквивалентная скорость топлива, м/с;

ν — коэффициент кинематической вязкости топлива, м²/с;

$A = \frac{D_к f_0}{d_0 f_{вх}}$ — параметр, в котором обозначены через $D_к$ — диаметр камеры завихрения, мм; f_0 — площадь выходного сечения сопла, мм²; $f_{вх}$ — площадь тангенциальных отверстий форсунки, мм²;

$\Pi = \frac{\rho \nu^2}{g \sigma d_0}$ — параметр, в котором, кроме указанных величин, обозначены через ρ — плотность топлива, кг/м³; σ — коэффициент поверхностного натяжения топлива, кг/м³; g — ускорение силы тяжести, м/с².

Форсунки с паровым распыливанием не требуют значительного давления топлива, так как топливо подхватывается, греется и распыливается паром.

Стандартная паровая форсунка, разработанная ЦКТИ, ВТИ и выпускаемая заводом «Ильмарине» (рис. 3-34), состоит из трубы *1*, по которой подается топливо; в эту трубу встроена по оси труба *2*, по которой подается пар. На конце трубы *2* для подачи пара закреплено сопло *4*. Истечение пара осуществляется с максимально возможными скоростями. Жидкое топливо проходит по концентрической щели вокруг сопла для пара. На сопле ставится наружная шайба с отверстиями для равномерного распределения топлива по окружности. Пройдя эти отвер-

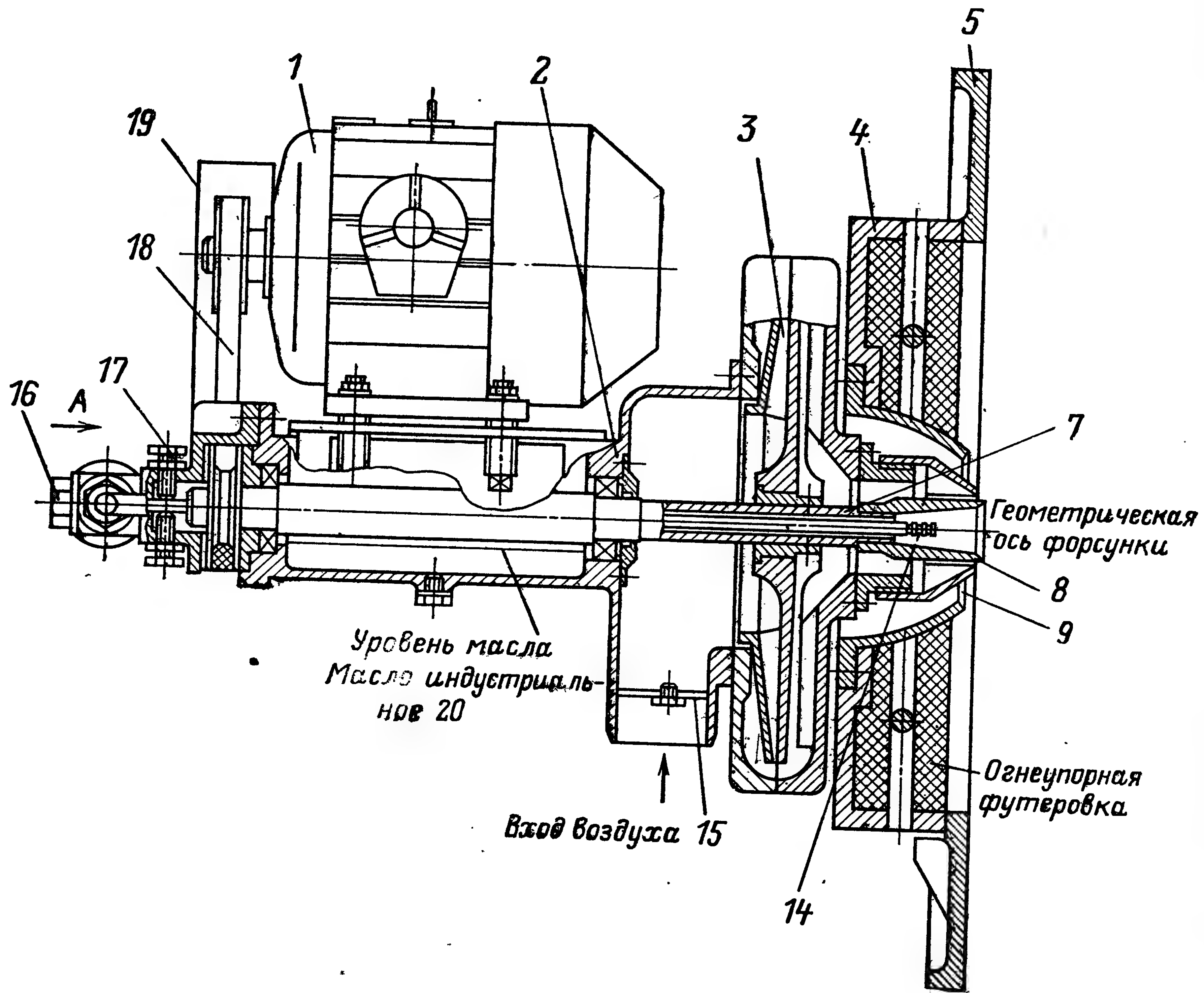


Рис. 3-33. Форсунка, распыливающая жидкое топ-

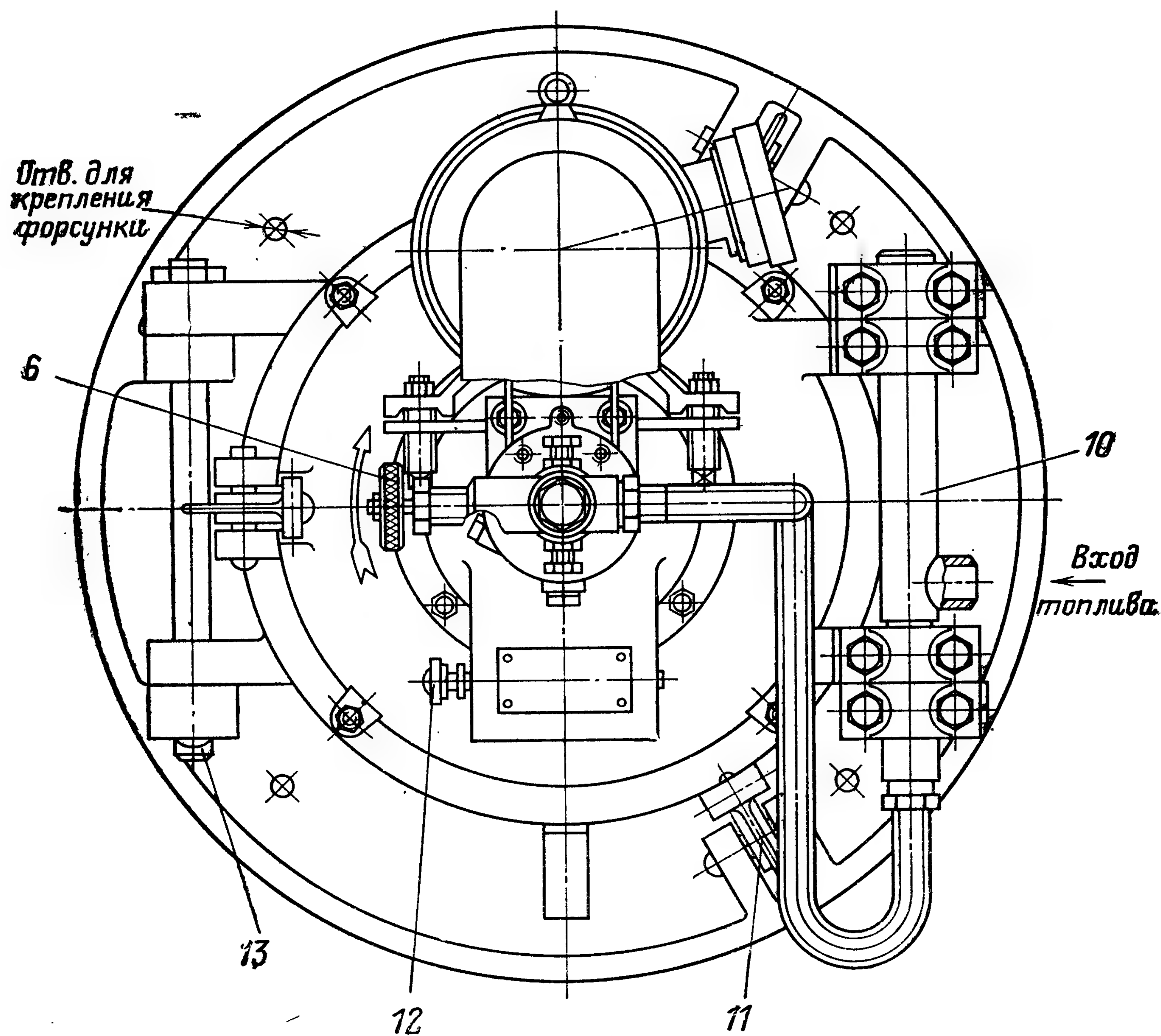
1 — электродвигатель; *2* — корпус форсунки; *3* — вентилятор; *4* — дверца топки; *5* — плита; *6* —
10 — ось вывертывания форсунки; *11* — скоба крепления дверцы топки; *12* — ручка заслонки,
регулирования расхода воздуха на распыливание; *16* — пробка для очистки вентиля; *17* —

стия, топливо попадает в цель, образованную соплом для пара и диффузором 5; в диффузоре топливо и пар перемешиваются. Истечение смесей в топочное пространство происходит через насадку 6 для увеличения угла разноса или непосредственно. Для нормальной работы форсунки давление пара, требующееся для распыливания мазута, должно лежать в пределах 0,5—2,6 МПа (5—26 кгс/см^2), давление топлива перед форсункой — 0,05—0,5 МПа (0,5—5 кгс/см^2).

Стремление отказаться от пара для распыливания топлива привело к созданию пневмомеханической форсунки, показанной на рис. 3-34,*б*. В форсунке первоначальное распыливание топлива осуществляется в чисто механической форсунке (детали *2*, *3* и *4*) и дополнительно сжатым воздухом, который подается через отверстия завихрителя *6* в количестве 0,03 кг/кг топлива. При малых нагрузках форсунки и пониженном давлении топлива этот воздух улучшает распыливание. Расход воздуха составляет 0,8 кг/кг топлива вместо 0,3—0,4 кг пара такого же давления.

При паровом или воздушном распыливании средний размер капель топлива можно определить по формуле

$$\frac{d}{d_0} = A\left(\frac{\rho v^2 d_0}{\sigma}\right)^{-0,45}. \qquad (3\text{-}7)$$



ливо вращающейся чашей.

маховик вентиля; *7* — вал форсунки; *8* — распыливающая чаша; *9* — воздушный конус; регулирующей расход воздуха; *13* — ось дверцы топки; *14* — сопло; *15* — заслонка для винт установки сопла; *18* — клиновой ремень; *19* — кожух клиноременной передачи.

В формуле, кроме указанных к формуле (3-6) обозначений, приняты следующие:

ρ — плотность пара или сжатого воздуха, кгс/м³;

$v = v_1 - v_2$ — относительная скорость среды на выходе из диффузора, равная v_1 — скорости пара или воздуха минус v_2 — скорость топлива, м/с.

Выбор того или иного типа форсунок для распыливания топлива выполняют с учетом качества топлива, содержания в нем серы, наличия пара или сжатого воздуха, требуемых пределов регулирования производительности агрегата и форсунок, глубины автоматизации процесса горения и ряда других факторов.

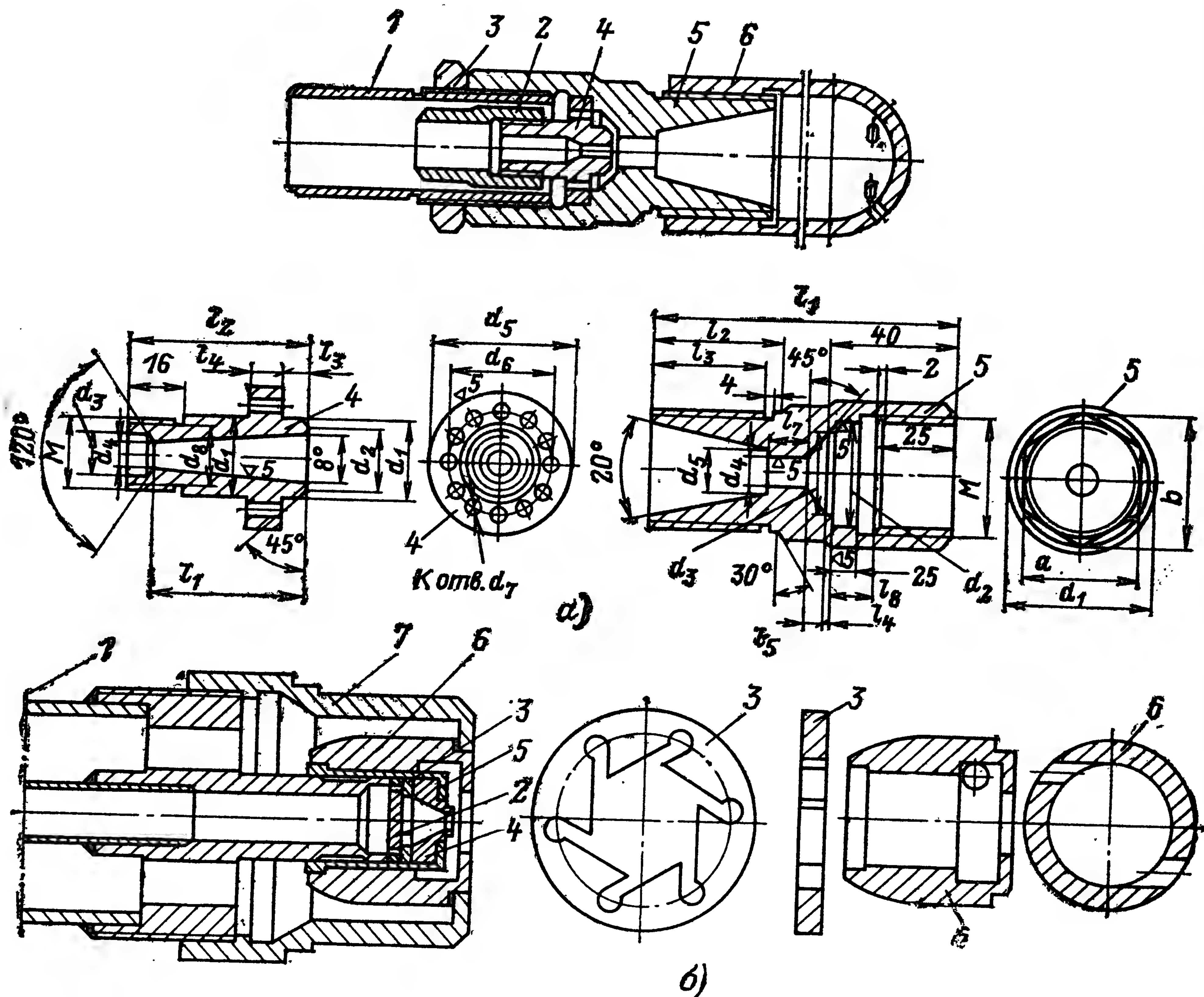


Рис. 3-34. Форсунка с паровым или механическим и воздушным распыливанием топлива.

а — распыливание топлива паром: *1* — труба для подачи топлива; *2* — труба для подачи пара; *3* — контргайка; *4* — сопло для выхода пара; *5* — диффузор для выхода топлива с паром; *6* — насадка для увеличения разноса факела; *б* — распыливание топлива механическое с воздухом: *1* — подвод топлива; *2* — распределитель; *3* — завихритель; *4* — сопло; *5* — стакан; *6* — завихритель воздуха; *7* — накидная гайка.

Форсунки с паровым распыливанием более просты в эксплуатации, но применение их для высокосернистых топлив из-за увеличенного содержания водяных паров в дымовых газах и поэтому возможной коррозии поверхностей нагрева при низких температурах стенки нежелательно. Любая форсунка должна иметь устройства для хорошего перемешивания топлива с воздухом, что достигается использованием разного вида завихривающих приспособлений — р е г и с т р о в.

Комплект форсунки с регистром и другими вспомогательными приспособлениями называют **мазутной горелкой**. Часто в пылеугольную горелку встраивают мазутные форсунки, служащие для растопки котлоагрегатов и поддержания устойчивости горения пылевидных топлив с малым выходом летучих.

Для более полного сгорания мазута и уменьшения образования SO_3 при сжигании высокосернистых мазутов иногда используют топочные устройства с циклонами типа показанных на рис. 3-28,*е*.

Хорошее перемешивание мазута с воздухом при всех нагрузках, осуществляемое в циклоне, позволяет работать с малыми избытками воздуха $\alpha_т=1{,}01—1{,}03$. Малые избытки воздуха предупреждают образование сернистого ангидрида из-за сниженного количества свободного кислорода в дымовых газах. Вследствие этого снижается коррозия хвостовых поверхностей нагрева.

Для снижения содержания окислов азота в дымовых газах изучаются топочные устройства для двухступенчатого сжигания мазута и с рециркуляцией части охлажденных дымовых газов. Топочная камера для жидкого топлива выполняется так же, как и для камерного сжигания твердого топлива, т. е. в виде параллелепипеда с расположением форсунок на фронтовой, задней или боковых стенах. Только в специальных агрегатах форсунки располагают в поду топочной камеры.

Учитывая высокие удельные тепловые нагрузки излучением от мазутного факела, при размещении форсунок необходимо стремиться к исключению возможности удара или задевания факелом экранных, кипятильных труб и стен камеры во избежание их повреждения. Указания по расположению форсунок даны в [Л. 12].

Горелки для газообразного топлива условно могут быть разделены на несколько основных групп:

без предварительного смешения газа и воздуха;

с частичным смешением газа и воздуха;

с полным предварительным перемешиванием всего газа с потребным для горения воздухом.

Следует отметить разноречивость в рекомендациях по их выбору.

Далее горелки различают по давлению поступающего газа: низкого давления — до 5 кПа (500 кгс/м^2), среднего — до 70 кПа (7000 кгс/м^2) и высокого — до 0,3 МПа (3 кгс/см^2). Подача воздуха к горелкам для сжигания газа может проводиться за счет подсоса (инжекции) струей газа, принудительно от вентилятора и за счет разрежения в топочном пространстве.

Горелки без предварительного смешения газа и воздуха наиболее часто применяют в энергетике в качестве комбинированных при сжигании двух видов топлив. Газ и воздух в таких горелках подаются раздельно, и образование смеси происходит в факеле. Горелки просты по конструкции, обладают возможностью регулирования производительности в широких пределах, дают иногда светящийся факел и позволяют осуществить предварительный подогрев воздуха, а если это необходимо, то и газа. Однако горелки должны иметь принудительную подачу воздуха, и получаемые при их применении тепловые напряжения объема топочной камеры невысоки: $\leqslant 580$ кВт/м^3 ($\leqslant 500 \times 10^3$ ккал/(м^3·ч). Подача газа в эти горелки может осуществляться центрально или периферийно. Конструкции и детальные сведения о горелках этого типа имеются в ряде работ, в том числе [Л. 8 и 19].

Горелки с частичным предварительным смешением газа и воздуха получили широкое распространение в топочных

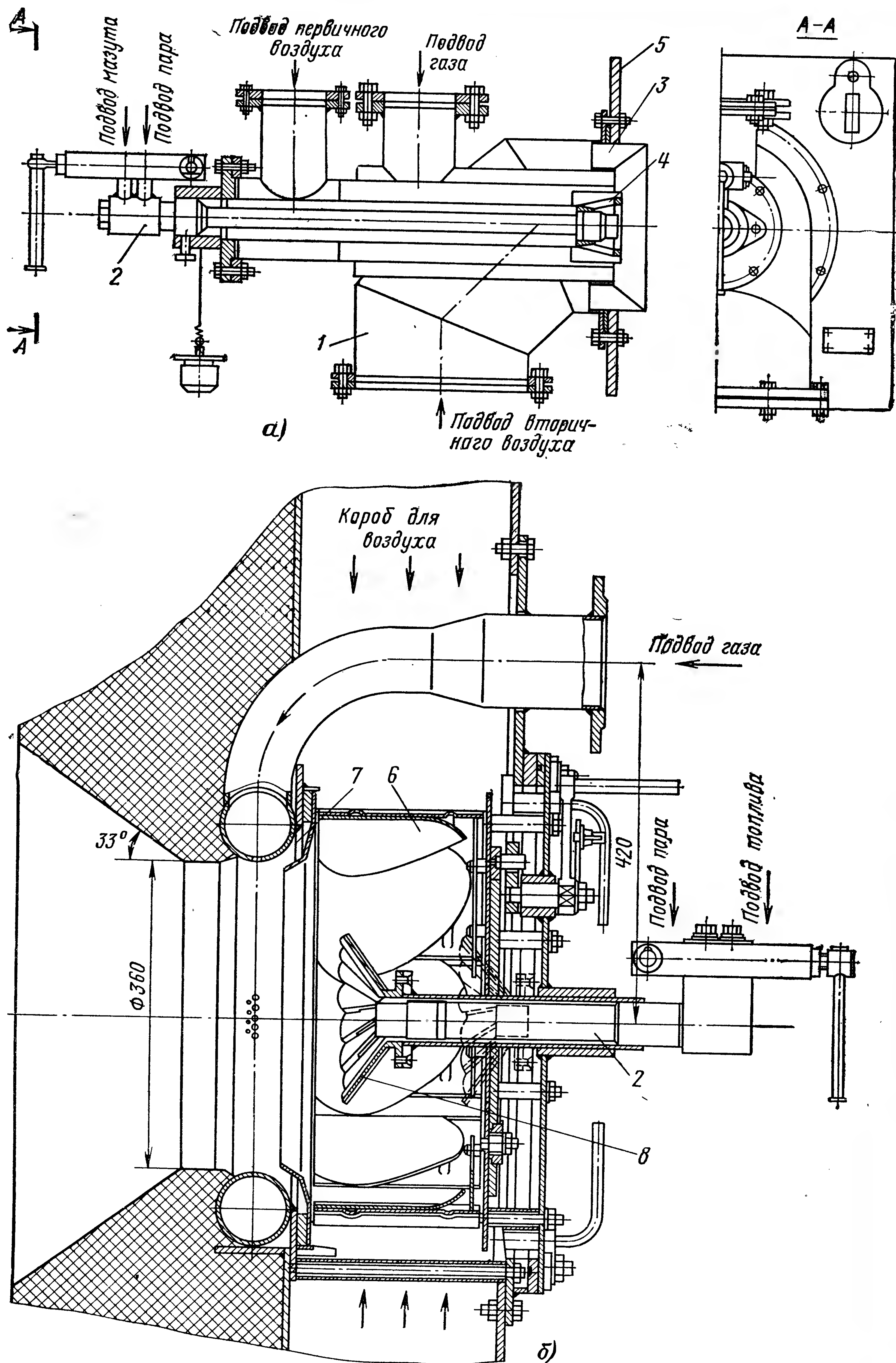


Рис. 3-35. Общие виды горелок ЦКТИ типа НГМГ (*а*) и ГМГБ (*б*).

1 — камера для воздуха; *2* — мазутная форсунка; *3* — регистр вторичного воздуха; *4* — регистр первичного воздуха; *5* — монтажная плита; *6* — профилированные лопатки, направляющие воздух; *7* — конус; *8* — диффузор.

устройствах, так как имеют сравнительно небольшие габариты, дают относительно короткий факел светящегося или несветящегося типа, позволяют устанавливать одну горелку для двух видов топлива и допускают достаточно большой диапазон регулирования производительности. Воздух с давлением 3 кПа (300 кгс/м²) подается с помощью дутьевого вентилятора, позволяющего не только перемешать газ среднего и низкого давления с воздухом, но и распылить им подогретый мазут. Общий вид такой горелки типа НГМГ, разработанной ЦКТИ, показан на рис. 3-35,*а*.

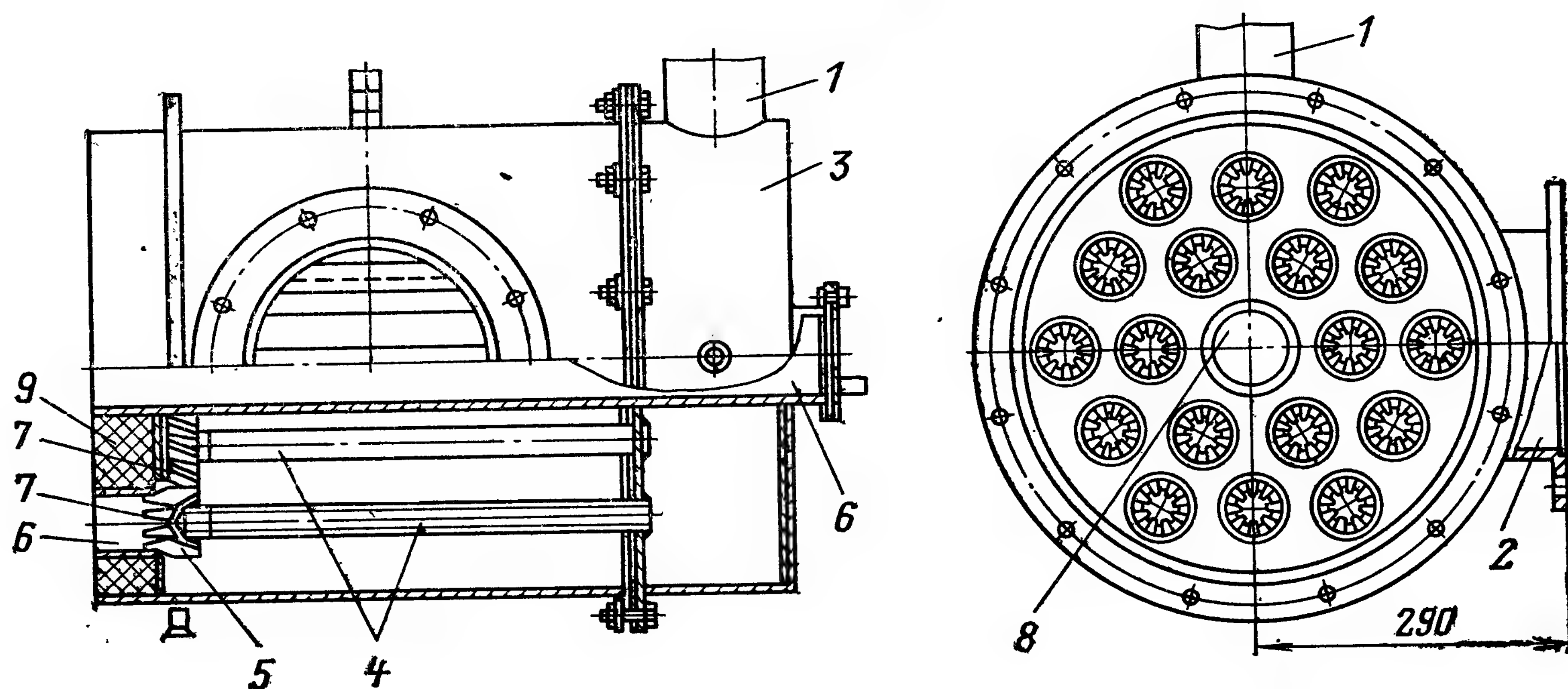


Рис. 3-36. Общий вид горелки Мосгазпроекта.

1 — штуцер для подвода газа; *2* — штуцер для подвода воздуха; *3* — камера для газа; *4* — трубы для подвода газа к горелкам; *5* — насадка с отверстиями для выхода газа; *6* — амбразура; *7* — насадка завихривающая и перемешивающая воздух и газ; *8* — труба для наблюдения; *9* — огнеупорный бетон.

Горелка состоит из четырех концентрично расположенных труб, из которых по наружной подается воздух, по второй — газ, по третьей — воздух для распыливания мазута и в четвертую трубу вставляется мазутная форсунка. При работе на газе воздух на распыливание мазута не подается.

Кроме горелок типа НГМГ, разработаны ЦКТИ и заводы выпускают газомазутные горелки с паровым распыливанием мазута.

Подача воздуха и газа в горелках, показанных на рис. 3-35,*б*, типа ГМГБ осуществляется аналогично горелкам НГМГ. Горелки НГМГ и ГМГБ допускают регулирование нагрузки по газу в пределах от 20 до 100—130% при экономичном его сжигании и избытках воздуха в топке от 1,05 до 1,25 и при работе на мазуте от 10 до 100% при $\alpha_т$ от 1,10 до 1,6.

Горелки с частичным предварительным смешением Мосгазпроекта показаны на рис. 3-36. Газ поступает по патрубку *1* в камеру *3* и далее проходит по трубам малого диаметра *4*, на концах которых имеются наконечники *5* с небольшими отверстиями, а затем выходит в амбразуры *6*. Воздух от вентилятора через патрубок *2* подается в межтрубное пространство горелки и через отверстия *7* с лопастями для закручивания потока выходит в ту же, что и газ, амбразуру. Пространство между отдельными горелками для газа — промежутки между амбразурами — заделывают огнеупорной массой. Давление газа перед горелкой должно быть 1,0—1,5 кПа (100—150 кгс/м²), а воздуха — около 1 кПа (100 кгс/м²).

Горелки этого типа дают достаточно полное сжигание при избытке воздуха порядка 1,05—1,1 и позволяют регулировать нагрузку в широких пределах. Сведения о деталях этих горелок даны в [Л. 8, 13 и 19].

К горелкам с частичным перемешиванием потока газа и воздуха относятся подовые горелки конструкции Института газа АН УССР, показанные на рис. 3-37, в которых газ подается через многочисленные отверстия в стальных трубах *2* в кирпичные каналы *3*, где и происходит частичное смешение газа и воздуха до выхода в топочную камеру. Каждая из стальных труб *2* присоединяется к коллектору, обычно располо-

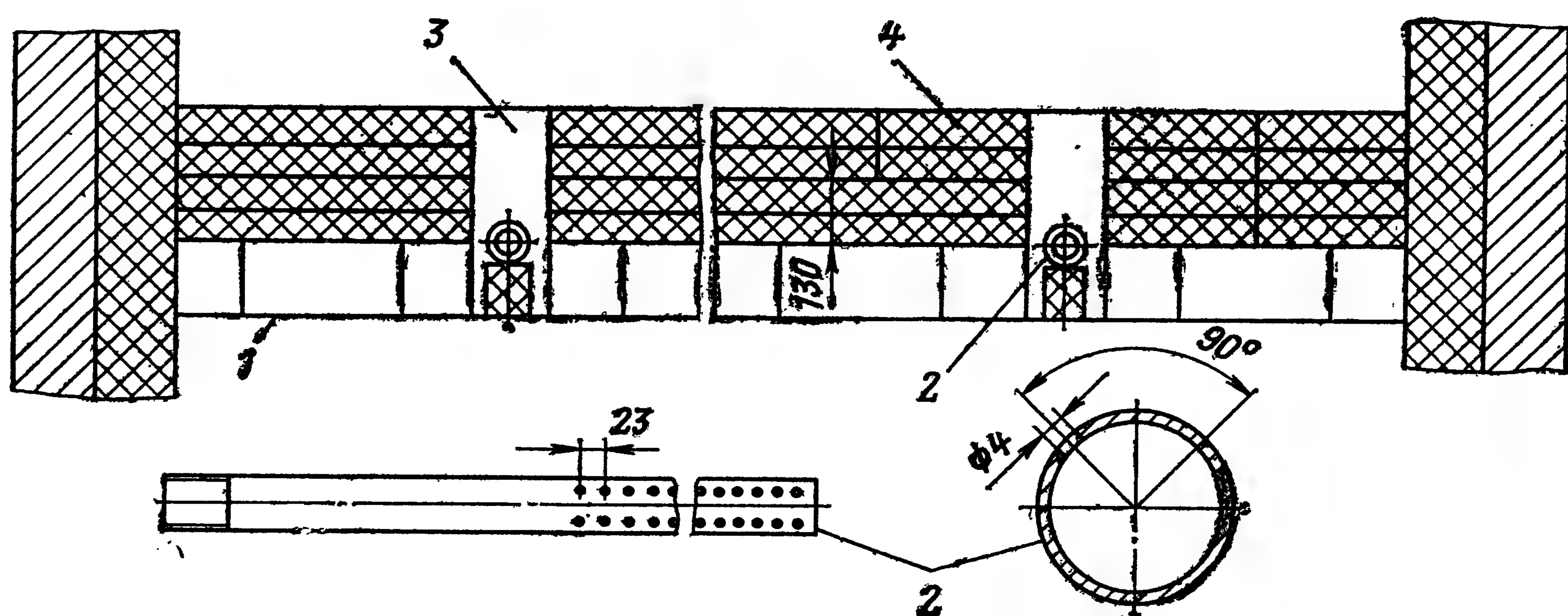


Рис. 3-37. Общий вид подовой горелки Института газа АН УССР.
1 — стальной лист с отверстиями; *2* — горелка-коллектор; *3* — каналы-смесители газа и воздуха; *4* — огнеупорная кладка.

женному на фронте топочной камеры. Общий вид подовой горелки показан на том же рис. 3-37; горелки этого типа обладают рядом недостатков, из которых главными являются коробление труб, выгорание кирпичных каналов и неравномерное распределение газа и воздуха. Для более равномерной подачи воздуха делались попытки применить стальной лист с отверстиями, а при реконструкции и переводе топки на газ использовать обычную колосниковую решетку. Подовые горелки не нашли широкого применения, хотя они и позволяют сжигать газ при избытках воздуха примерно от 1,10 до 1,25 без значительных потерь теплоты q_3 и при широком изменении нагрузки.

Инжекционные горелки, используемые при сжигании газа в топочных устройствах малой производительности, обычно работают следующим образом: за счет давления газа перед горелкой, составляющего до 1 кПа (100 кгс/м²), в нее подсасывается или инжектируется 40—50% воздуха, потребного для сгорания. Далее смесь газа и воздуха поступает в конфузор, горловину и диффузор, где практически полностью перемешивается и выходит в топочное пространство, туда же за счет разрежения поступает остальное количество воздуха.

Горелки с предварительным смешением газа с полным количеством воздуха, необходимым для сжигания, состоят из двух частей — собственно смесителя и стабилизатора горения. Воздух в смеситель может поступать за счет инжекции газом или от дутьевого вентилятора. Инжекционные горелки атмосферного типа обычно имеют один сопловой аппарат для подсоса окружающего воздуха, отсюда произошло их название.

Инжекционные горелки с частичным предварительным перемешиванием газа и воздуха называют атмосферными. Повышение давления газа перед горелкой до 50—100 кПа (5000—10 000 кгс/м²) и соблюдение определенного соотношения между диаметрами сопла и горловины позволяют получить подсос всего воздуха, необходимого для сжигания: создать инжекционную горелку с полным перемешиванием газа и воздуха, в которой для стабилизации пламени могут иметься на выходе смеси огнеупорный туннель, поджигающее кольцо или пластины из стали.

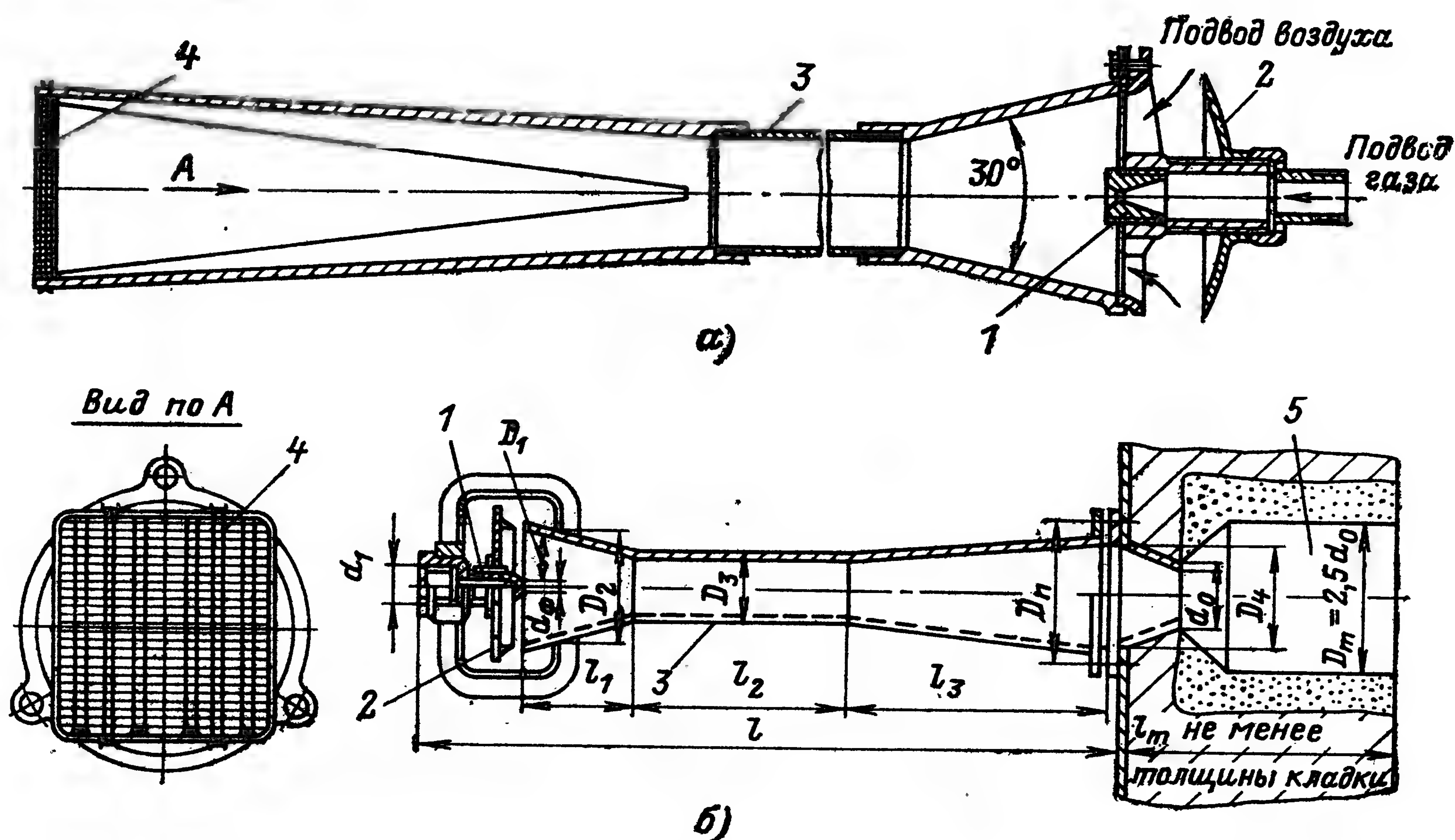


Рис. 3-38. Инжекционная горелка с стабилизатором пламени (*а*) и с туннелем (*б*).
1 — топло для газа; 2 — регулятор воздуха; 3 — смеситель; 4 — стабилизатор; 5 — туинель.

В инжекционных горелках при нескольких соплах подвода газа для воздуха выполняются короба или цилиндры. Общий вид горелки показан на рис. 3-38. Корпус горелки чаще всего выполняют чугунным, в конце диффузора установлен стабилизатор горения 4 в виде решетки из стальных пластин, а для уменьшения шума, создаваемого струей газа, вытекающего из сопла со скоростями порядка нескольких сотен метров в секунду, короб для приема воздуха облицовывают изнутри звукоизолирующим материалом — войлоком.

Иногда на выходе из конфузора устанавливается устройство, показанное на рис. 3-38,*б*.

Горелки инжекционного типа изготовляют для низкого и среднего давления газа; производительность горелки можно изменять от 30 до 100% при несколько повышенных избытках воздуха от 1,1 до 2,0, причем одновременно автоматически соблюдается нужное соотношение расходов газа и воздуха, т. е. саморегулирование.

К недостаткам горелок инжекционного типа следует отнести громоздкость конструкции смесителя и шум.

Однако простота конструкции и регулирования производительности предопределила их значительное распространение в небольших котельных установках, особенно отопительного типа. Конструктивные данные о горелках инжекционного типа имеются в [Л. 8, 13 и 19].

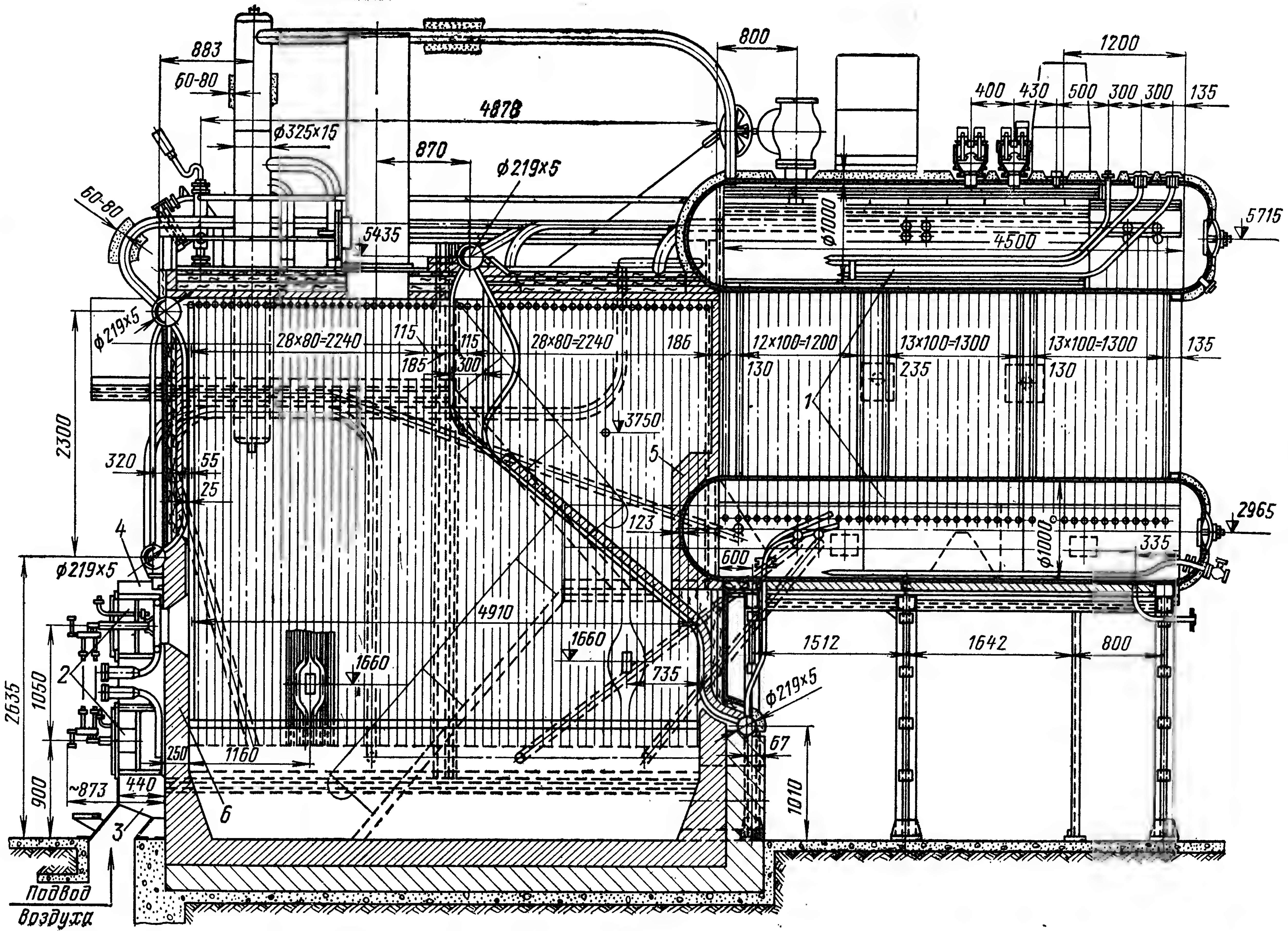


Рис. 3-39. Камерная топка с горелками ГМГ к котлу ДКВР-20-13.

1 — котел; **2** — газомазутные горелки; **3** — клапан для регулирования расхода воздуха; **4** — короб на фронте топки для воздуха; **5** — кладка из шамотного кирпича; **6** — амбразура из шамотобетона.

При расчете горелок любого типа для сжигания газообразного топлива определяются расходы газа и воздуха и затем выполняют аэродинамический расчет с целью выяснения условий перемешивания потоков газа и воздуха, сопротивления горелки по воздуху и требуемых размеров отверстий для подачи газа. Для инжекционных горелок определяют и способность горелки инжектировать требуемое количество воздуха.

При размещении горелок для сжигания природного газа и мазута необходимо учитывать длину факела, направление его развития, удобство контроля и наблюдений за работой горелки и ремонта при остановке. Пример размещения горелок для сжигания жидкого и газообразного топлива в топочной камере котлоагрегата небольшой производительности показан на рис. 3-39.

Глава четвертая

ФИЗИЧЕСКИЕ И ХИМИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ В КОТЛОАГРЕГАТАХ

4-1. ЗАГРЯЗНЕНИЕ, ЗОЛОВОЙ ИЗНОС И КОРРОЗИЯ ВНЕШНИХ ПОВЕРХНОСТЕЙ

Представление о физических и химических процессах, протекающих в котельных агрегатах и установках, является необходимым условием для понимания причин, вызвавших создание и определяющих выбор той или иной конструкции топочного устройства, котельного агрегата и его элементов, устройств и вспомогательных механизмов.

К физико-химическим явлениям, протекающим с внешней стороны поверхностей нагрева, относятся процессы горения, загрязнения, износа, коррозии и окалинообразования и с внутренней — изменение температуры и агрегатного состояния теплоносителя, гидродинамика и циркуляция теплоносителя, образование накипи и выпадение из воды отложений, шлама, иногда коррозии внутренних поверхностей нагрева и сепарация пара и воды.

Загрязнение внешних поверхностей нагрева при омывании их дымовыми газами может иметь место при работе котлоагрегатов на твердых и жидких топливах. Все отложения, образующиеся на наружных поверхностях нагрева, можно условно разделить на четыре группы: *плотные, рыхлые, сыпучие* и *липкие*. Каждая из групп отложений связана с составом золы топлива и процессом, протекающим при сжигании в топке.

Первые три группы отложений наблюдаются при сжигании твердых топлив, липкие отложения могут образовываться при сжигании жидких топлив.

Процесс загрязнения начинается в топке и обычно при сжигании твердого топлива происходит в виде осаждения частиц золы на трубах поверхностей нагрева и не закрытых трубами участках обмуровки. Наиболее интенсивно эти процессы протекают при наличии в топочной камере полувосстановительной среды, снижающей температуру плавкости золы по сравнению с температурами для окислительной среды. Первоначально отложения золы твердого топлива имеют в топке рыхлую структуру и могут быть легко удалены. Задержка удаления отложений приводит к их превращению в плотные спекшиеся образования, которые

под воздействием высоких температур и полувосстановительной среды становятся стекловидными.

В рыхлых отложениях силы сцепления частиц между собой и с поверхностью нагрева не велики. Плотные отложения и особенно спекшиеся стекловидные отложения сильно связаны между собой, а также с поверхностями нагрева. Поэтому удаление отложений с поверхностей нагрева в топке и газоходах должно выполняться регулярно и своевременно.

При вертикальном расположении труб в газоходах котлоагрегатов сыпучие и рыхлые отложения падают с поверхностей нагрева и ограждающих конструкций в специальные емкости или бункера.

В тех случаях, когда в газоходы котлоагрегата из топочной камеры уносится значительное количество не полностью сгоревшего топлива, в емкостях устанавливают устройства для возврата уноса в топочную камеру и его дожигания.

При горизонтальном или наклонном расположении труб конвективных поверхностей нагрева сыпучие и рыхлые отложения могут превращаться в плотные. Сернистые мазуты при сжигании без присадок и с большими избытками воздуха $\alpha_т$ дают плотные отложения на трубах пароперегревателя и воздухоподогревателя, прочно сцепленные с металлической стенкой. При совместном сжигании мазута и торфа, мазута и АШ также образуются прочные отложения.

Борьба с отложениями на внешних поверхностях нагрева в топочных камерах ведется путем поддержания такого режима горения топлива, при котором среда в топочной камере окислительная, процесс горения полный и отсутствует наброс (попадание) факела на стены. В газоходах необходимо при всех нагрузках выдерживать скорости газов, препятствующие отложению частиц, вынесенных из топочного устройства. Чрезмерное увеличение указанной скорости дымовых газов ведет не только к разрушению слоя отложений, но и износу металла.

Износ труб поверхностей нагрева может происходить за счет удара частиц золы о металл, разрушения пленки окислов и последующего эрозионного (механического) и коррозионного воздействия. Износ имеет место, когда скорость дымовых газов превышает 6—8 м/с и приведенная зольность топлива (см. стр. 28) составляет около 10—12%. Износ труб протекает неравномерно: больше всего изнашиваются места, где скорости газов и концентрации в их потоке твердых частиц имеют повышенные значения. По окружности трубы быстрее изнашивается стенка, находящаяся под углом 30—40° от оси набегающего потока. В первом приближении износ труб, мм, можно определить из выражения

$$\delta_{износа} = w^3 \tau \mu a k_1 k_2. \qquad (4\text{-}1)$$

В выражении:

w — скорость газов, найденная по формуле (2-146), м/с, с учетом неравномерности скоростного поля по сечению газохода, достигающей величины 1,4—1,6;

τ — длительность работы, ч;

μ — концентрация твердых частиц в потоке газов, определяемая по формуле (2-54), г/м³;

k_1 и k_2 — коэффициенты, определяющие число вероятных ударов частиц о стенку и устойчивость металла износу;

a — коэффициент абразивности, мм·с³/(г·ч), величина коэффициента для различных топлив изменяется от —2,2 до $9{,}5 \cdot 10^{-9}$ и определяется опытным путем.

Если же скорость дымовых газов низка (<2—3 м/с), то могут иметь место повышенное загрязнение поверхностей нагрева и снижение тепловосприятия вне зависимости от приведенной зольности топлива.

В силу изложенного скорости дымовых газов (при номинальной нагрузке котлоагрегата) выбирают в диапазоне 4—8 м/с. При слоевом сжигании топлива частицы уноса из топочной камеры крупней, чем при камерном, а количество золы меньше, что дает возможность продлить кампанию работы котлоагрегата без очистки поверхностей нагрева.

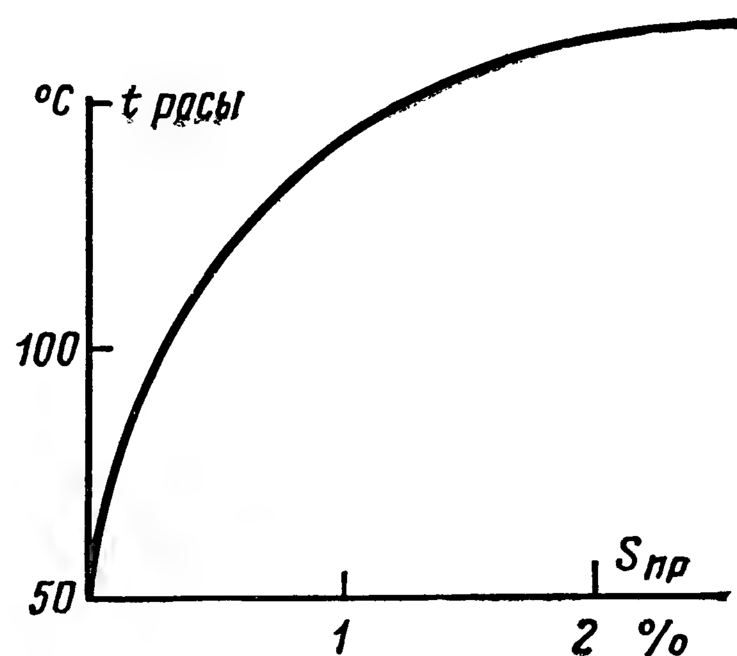


Рис. 4-1. Изменение температуры точки росы дымовых газов в зависимости от приведенного содержания серы в топливе.

Внешняя коррозия поверхностей нагрева связана с составом дымовых газов и характером протекания процесса горения, а также с температурным режимом работы металлических элементов и поверхностей нагрева котельного агрегата. Например, при сжигании мазута коррозия может происходить при высоких и низких температурах.

Высокотемпературная коррозия является следствием присутствия в золе мазута окиси ванадия и воздействия его на элементы котлоагрегата при температуре металла, достигающей 680°C и более (подвески, опоры и т. п.). В первую очередь высокотемпературной коррозии подвержены легированные стали аустенитного класса.

Низкотемпературная коррозия связана с содержанием в мазуте серы, образованием SO_3 и соединением его с конденсирующимися водяными парами, дающим серную кислоту и ее раствор.

При камерном сжигании твердого топлива внешняя коррозия труб наблюдалась при температурах металла около 400°C в тех частях топочных камер, где имели место полувосстановительная среда и несгоревшее топливо.

Для борьбы с низкотемпературной коррозией при сжигании сернистого мазута, как показали исследования, целесообразно снижать избыток воздуха в топочной камере до величины $\alpha_т$=1,02—1,05, что уменьшает температуру точки росы. Ориентировочная зависимость температуры точки росы от приведенного содержания серы в топливе показана на рис. 4-1.

Для определения температуры точки росы дымовых газов, образующихся при сжигании сернистых топлив, можно пользоваться формулой ВТИ:

$$t_р = t_к + \frac{\beta \sqrt[3]{S_{пр}}}{1{,}05^{4{,}19 \cdot a_{ун} A_{пр}}}. \qquad (4\text{-}2)$$

В формуле:

$t_к$ — температура точки росы водяных паров 50—60°C;

$S_{пр}$ и $A_{пр}$ — приведенное содержание серы и золы в топливе, см. формулу (1-17);

$a_{ун}$ — доля золы топлива в уносе, см. формулу (2-75);

β — коэффициент, зависящий от избытка воздуха в топке и при $\alpha_т$=1,2 равный 195, при α=1,5—208.

Поскольку в дымовых газах всегда имеются вещества, активно реагирующие с металлом, избежать полностью коррозии не удается. По-

этому следует лишь обеспечить условия, при которых скорость коррозии была бы минимальной.

Для низкотемпературного процесса экономически допустима скорость коррозии до 0,2 мм/год при соответствующей температуре стенки, °С:

$$t_{ст} = \frac{\vartheta_1 + t_{ср}}{2}. \tag{4-3}$$

В формуле:

ϑ_1 — температура греющей среды, °С;

$t_{ср}$ — температура нагреваемой среды, °С.

Поскольку повышение температуры тепловоспринимающей среды (воды, воздуха) не всегда возможно, часто приходится увеличивать температуру газов. Наряду с этим предпринимаются попытки заменить сталь стеклом, керамикой или покрыть сталь эмалью. Низкотемпературные поверхности нагрева, выполненные из чугуна, за счет увеличенной (в 4—5 раз) толщины стенки работают более длительно по сравнению со стальными трубами. Конденсация раствора серной кислоты на поверхностях нагрева, кроме вызываемой им коррозии металла, приводит к отложениям частиц золы и топлива и снижению коэффициента теплопередачи.

При расположении элементов котлоагрегата, изготовленных из углеродистых сталей, в зоне температур выше 600°С и недостаточном их охлаждении может происходить интенсивное окалинообразование. Окалинообразование же на деталях котлоагрегатов сопровождается деформацией, что приводит к нарушению плотности и прочности соединений (дверц, опор, прокладок и подвесок в газоходах) и ухудшает работу поверхностей нагрева. Надежная работа углеродистых сталей будет обеспечена в том случае, если температура металла не превышает 500—600°С, для легированных сталей она может быть повышена до 600—700°С, а сталей аустенитного класса — до 800°С. Однако при таких температурах металла может происходить и высокотемпературная ванадиевая коррозия.

Поэтому для углеродистых сталей необходимо обеспечить охлаждение подвесок, опор, дистанцирующих вставок до температуры 500°С.

4-2. ВНУТРИКОТЛОВЫЕ ПРОЦЕССЫ. ЦИРКУЛЯЦИЯ И ГИДРОДИНАМИКА

Внутри поверхностей нагрева протекают следующие процессы:

подогрев и испарение воды, перегрев пара.

Кроме этого этим процессам сопутствуют:

выделение из воды растворенных газов — воздуха, кислорода, азота и двуокиси углерода;

выпадение из воды солей кальция и магния (накипеобразователей), коррозионное разрушение кислородом и двуокисью углерода внутренних поверхностей, изготовленных из стали с образованием окислов железа;

выделение из воды кристаллизовавшихся солей жесткости и образование вместе с продуктами коррозии на внутренних поверхностях нагрева отложений — накипи и шлама.

Для предотвращения или сведения к минимуму влияния каждого из указанных сопутствующих явлений необходимы их учет и применение специальных мероприятий или устройств. Так, например, при нагревании воды для обеспечения смыва со стенок труб пузырьков газа или пара скорость движения воды выбирают достаточно высокой, а воду до подачи в котельный агрегат освобождают от растворенных в ней газов

в специальных устройствах, называемых деаэраторами (см. рис. В-1).

Для предупреждения образования отложений на обогреваемых стенках в специальных аппаратах-фильтрах вода подвергается механической и химической очистке от примесей и солей жесткости. Содержание в котловой воде растворенных солей и шлама регулируется путем их удаления с частью котловой воды — продувкой.

Далее следует создать режим парообразования, требуемый по условиям надежности работы металла и обеспечивающий отвод теплоты и удаление с обогреваемой поверхности образовавшихся пузырьков пара. Этого достигают обеспечением соответствующих скоростей движения воды, пароводяной смеси и пара. Необходимые величины скоростей можно получить, применяя принудительное движение теплоносителя с помощью насоса (принудительная циркуляция), или за счет естественной циркуляции, правильно выбрав сечения всех подводящих и отводящих труб к экранам или пучкам кипятильных труб. Далее необходимо распределять расходы среды по отдельным трубам и элементам в соответствии с получаемым ими количеством теплоты. Этого достигают применением формы коллекторов: правильным расположением на них подводящих и отводящих труб, применением обогреваемых труб одинаковой длины и имеющих равное гидравлическое сопротивление и проведением ряда других мероприятий конструктивного характера.

Для лучшего отделения воды от пара (сепарации) следует правильно выбирать размеры барабанов и надлежащим образом распределить по его образующим пароотводящие и водоподводящие трубы, устройства для продувки. Кроме того, в верхнем барабане или вне его устанавливают специальные приспособления для осушки пара. В некоторых случаях для защиты турбин, арматуры и труб пароперегревателя от отложений применяют устройства для промывки пара питательной водой.

Для удаления накапливающегося при работе котлоагрегата шлама в соответствующих элементах агрегатов устанавливают устройства для продувки; воздух и газы, выделяющиеся из воды, удаляются через воздушники.

Перечисленные выше процессы принято называть внутрикотловыми, и хотя они протекают совместно, их рассматривают раздельно, выделяя процессы образования отложений, шлама, удаления газов (гл. 9). Условия надежного охлаждения рабочим телом обогреваемых поверхностей — гидродинамику и циркуляцию — рассматривают отдельно. Здесь же рассмотрены естественная циркуляция и гидродинамика.

Естественной циркуляцией называется движение теплоносителя по замкнутому контуру, состоящему из обогреваемых и необогреваемых труб и коллекторов.

Движение теплоносителя возникает из-за разности плотностей теплоносителя в обогреваемой и необогреваемой частях контура. Уменьшение плотности теплоносителя в подъемной части контура по сравнению с его плотностью в опускных трубах возникает за счет обогрева. При дальнейшем нагреве теплоносителя часть его превращается в пар. Плотность пароводяной смеси значительно меньше плотности исходного теплоносителя, что еще более интенсифицирует движение в контуре.

Кроме того, пузырьки пара всегда легче жидкости, и поэтому они стремятся занять верхнее положение, поднимаются и увлекают за собой нагреваемую жидкость.

Упрощенная схема контура с естественной циркуляцией теплоносителя показана на рис. 4-2. Питательная вода поступает в барабан *1* и смешивается с находящейся внутри барабана котловой водой. При этом питательная вода нагревается, но температура воды, поступающей в опускные трубы *2*, будет немного ниже температуры насыщения, соответствующей давлению в барабане. Вода, дойдя до нижнего коллектора *3*, распределяется по обогреваемым экранным трубам *4*, сечение которых в несколько раз больше сечения опускных труб. До момента закипания—т о ч к и н а ч а л а п а р о о б р а з о в а н и я—вода только подогревается. Затем начинается процесс образования пара на стенках обогреваемых труб. Отрывающиеся от стенки пузырьки сначала небольшого объема (рис. 4-2,*а*), поднимаясь вверх, соединяются, образуют так называемый снарядный поток (рис. 4-2,*б*); затем отдельные пузыри-снаряды сливаются, образуя в центре труб стержень (рис. 4-2,*в*) и оставляя на стенках обогреваемых труб слой воды, насыщенный солями. Если достигается предельная концентрация для каких-либо солей или их смесей, то они будут выпадать, образуя на стенках отложения.

Поскольку парообразование связано с увеличением объема, скорость пароводяной смеси возрастает и с некоторого момента пленка воды будет срываться со стенок труб в виде капель, которые за счет турбулентности потока распределяются по всему объему (рис. 4-2,*г*). При таком характере движения пароводяной смеси температура металла труб будет зависеть от количества капель жидкости, попадающих и испаряющихся на стенке. Температура металла может стать значительной по достижении определенной степени сухости пара, при низких его скоростях и высоких тепловых нагрузках.

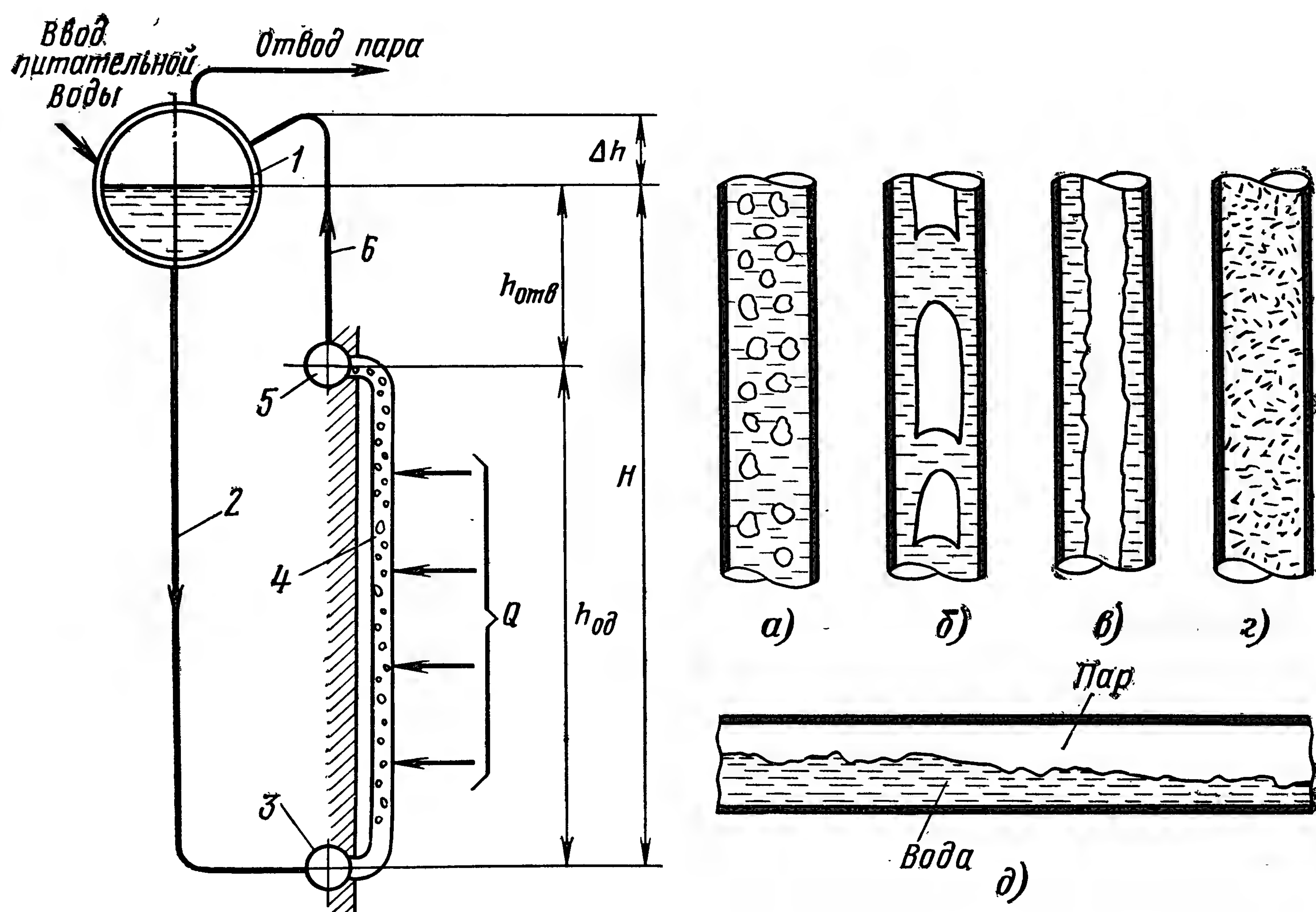


Рис. 4-2. Упрощенная схема контура естественной циркуляции и структура потока пароводяной смеси в трубах.

1 — барабан; *2* — опускные или подводящие трубы; *3* — нижний коллектор; *4* — обогреваемые подъемные трубы; *5* — верхний коллектор; *6* — отводящие трубы.

Из труб 4 пароводяная смесь поступает в верхний коллектор 5 и по отводящим трубам 6 направляется в барабан. Отделившаяся в барабане 1 вода смешивается с подаваемой питательной водой и снова поступает в опускные трубы 2, а пар отводится из барабана к потребителю непосредственно или через пароперегреватель.

Скорость поступления воды в обогреваемые трубы называют скоростью входа или скоростью циркуляции. Количество воды G, циркулирующей по контуру, обычно значительно больше количества образовавшегося в нем пара D.

Отношение за единицу времени количества циркулирующей воды к количеству полученного в контуре пара, кг воды/кг пара, называют кратностью циркуляции:

$$c=\frac{G}{D}. \qquad (4\text{-}4)$$

Значение величины кратности циркуляции зависит от конструкции контура, давления в контуре, тепловой нагрузки обогреваемых труб и некоторых других факторов. В экранах кратность циркуляции составляет от 4 до 20; в контурах, состоящих из барабанов, соединенных пучками кипятильных труб, от 10 до 100.

Непрерывное движение воды и пароводяной смеси в трубах контура обеспечивает отвод теплоты от обогреваемых стенок, а перемешивание питательной и котловой воды выравнивает температуры элементов котлоагрегата, снижая уровень температурных напряжений.

Устойчивая естественная циркуляция обеспечивает надежность работы обогреваемых поверхностей, практически не отражаясь на количестве переданной теплоты, что видно из следующей приближенной формулы для определения температуры металла, °С:

$$t_{\text{м}}=t_{\text{ср}}+\frac{Q}{H}\left(\frac{1}{\alpha_2}+\frac{\delta_{\text{м}}}{\lambda_{\text{м}}}+\frac{\delta_{\text{з}}}{\lambda_{\text{з}}}\right). \qquad (4\text{-}5)$$

В формуле:

$t_{\text{ср}}$ — температура нагреваемой среды, °С;

Q/H — удельная тепловая нагрузка поверхности нагрева, Вт/м^2 или ккал/(м^2·ч);

α_2 — коэффициент теплоотдачи от стенки к среде, определяемый по формуле (2-160) или рис. 2-24, 2-23;

$\delta_{\text{м}}$ и $\delta_{\text{з}}$ — толщина стенки трубы и отложений, м;

$\lambda_{\text{м}}$ и $\lambda_{\text{з}}$ — коэффициенты их теплопроводности.

Изменение величины α_2 с 2000 до 12 000 Вт/(м^2·К) или ккал/(м^2·ч·°С) изменяет температуру стенки трубы при давлении 1,4 МПа (14 кгс/см^2) в 1,5 раза (от 300 до 200°С), а коэффициент теплопередачи, определяемый по формуле (2-150), всего на 2%.

При расчете естественной циркуляции в контурах котлоагрегатов используются для установившихся режимов два основных положения:

равенство массовых расходов воды и пароводяной смеси в опускной 2 и подъемной 4—6 части контура (см. рис. 4-2);

равенство сопротивлений контура движущим силам, возникающим из-за разности плотностей жидкости в опускной части контура и пароводяной смеси — в подъемной.

Первое положение может быть записано из условия, кг/с:

$$\Sigma w_{\text{оп}}\rho' f_{\text{оп}}=\Sigma w_{\text{под}}\rho_{\text{см}} f_{\text{под}}=\Sigma w_{\text{отв}}\rho'_{\text{см}} f_{\text{отв}}=G; \qquad (4\text{-}6)$$

$$\Sigma w_{\text{оп}}\gamma' f_{\text{оп}}=\Sigma w_{\text{под}}\gamma_{\text{см}} f_{\text{под}}=\Sigma w_{\text{отв}}\gamma'_{\text{см}} f_{\text{отв}}=G.$$

В уравнении:

w — скорость воды или смеси, м/с;

f — сечение труб, м²;

ρ — плотность воды (или γ — удельный вес) или смеси, кг/м³.

Примечание. Удельный вес (обозначение — γ, размерность кгс/м³) определяется как вес единицы объема тела. Удельный вес тела зависит от ускорения силы тяжести в пункте его определения и, следовательно, не является параметром вещества.

Второе положение может быть записано, кПа или кгс/м²:

$$\Sigma p_{пол} = \Sigma \Delta p_{оп}. \tag{4-7}$$

В уравнении:

$\Sigma p_{пол}$ — суммарный полезный напор контура;

$\Sigma \Delta p$ — общее сопротивление опускной части контура, кПа или кгс/м².

Полезный напор любой части контура определяется как разность между движущим напором $p_{дв}$ и его гидравлическими сопротивлениями $\Delta p_{под}$:

$$p_{пол} = p_{дв} - \Delta p_{под}, \tag{4-8}$$

$$p_{дв} = H(\rho' - \rho_{см}^{ср}) = h_{об}(\rho' - \rho_{см.об}^{ср}) + h_{отв}(\rho' - \rho_{см.\,отв}), \tag{4-9}$$

$$\Delta p_{под} = \Sigma \Delta p_{местн} + \Sigma \Delta p_{трен}. \tag{4-10}$$

В формулах (4-8)—(4-10) через H и h обозначены высоты контура и его частей, м, показанные на рис. 4-2;

ρ' — плотность воды (или γ' — удельный вес) в опускной части контура, кг/м³;

$\rho_{см}^{ср}$ — средняя плотность (или $\gamma_{см}$ — удельный вес) смеси в обогреваемых или отводящих трубах, кг/м³;

$\Delta p_{местн}$ — потери напора в местном сопротивлении, кПа или кгс/м²;

$\Delta p_{трен}$ — потери напора на трение в трубах, кПа или кгс/м².

Вид расчетных формул для определения потерь и полезных движущих напоров дается по методике, связывающей тепловой расчет с ги-

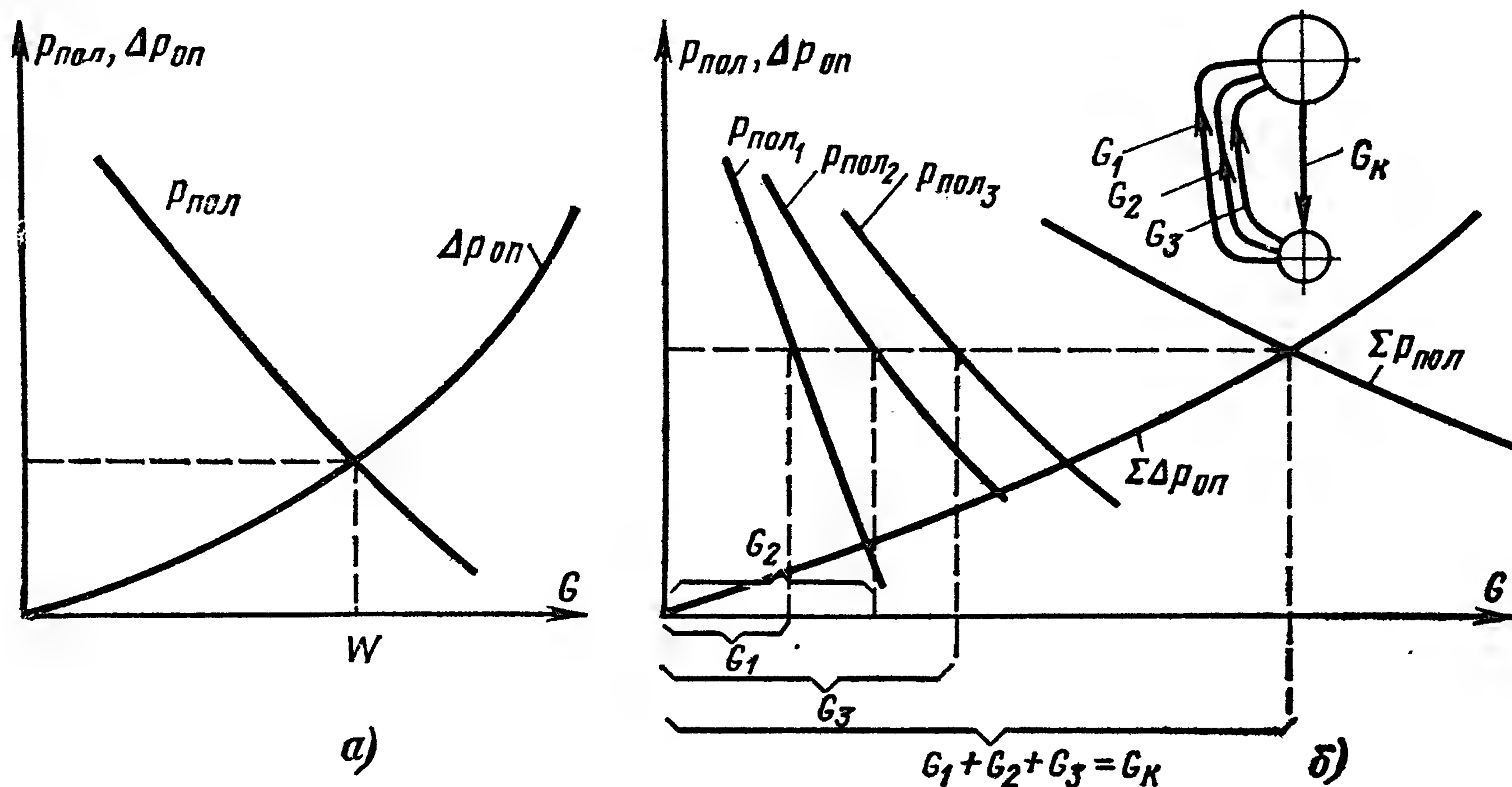


Рис. 4-3. Диаграмма естественной циркуляции в контурах: простом (*а*) и сложном (*б*).

дродинамическим и называемой «Нормативный метод гидравлического расчета паровых котлов», и в [Л. 20].

Поскольку уравнения (4-6) и (4-7) могут быть решены подбором или с помощью электронно-вычислительных машин, для практических расчетов принято строить так называемые диаграммы циркуляции.

Для примера на рис. 4-3,*а* и *б* показаны диаграммы циркуляции для простого контура типа изображенного на рис. 4-2 и сложного, состоящего из нескольких контуров циркуляции, связанных между собой общими опускными трубами.

С помощью таких диаграмм циркуляции можно определить полезный движущий напор контура $p_{пол}$ (или $\Sigma p_{пол}$) и равное ему сопротивление опускной части $\Delta p_{оп}$ или $\Sigma\Delta p_{оп}$.

Для простых контуров вместо расхода по оси абсцисс можно отложить и определить скорость воды, т. е. скорость циркуляции. Для оценки качества естественной циркуляции, кроме значения кратности циркуляции и скорости входа, определяют еще несколько величин, позволяющих оценить возможности опрокидывания циркуляции в отдельных трубах или их рядах, образования застоя или свободного уровня жидкости, образования или попадания пара в опускные трубы и расслоения пароводяной смеси на горизонтальных участках труб (см. рис. 4-2,*д*).

Гидродинамика (или принудительное движение рабочего тела) имеет место в котлоагрегатах с принудительной и в части поверхностей нагрева — водяных экономайзерах и пароперегревателях котлоагрегатов с естественной циркуляцией. Например, в котлах-утилизаторах движение пароводяной смеси в элементах происходит за счет напора, создаваемого специальным насосом. В том случае, когда движение воды и пароводяной смеси в контуре осуществляется насосом, циркуляцию называют принудительной. Циркуляция может быть многократной или однократной, если вода в контуре полностью превращается в пар. В последнем случае кратность циркуляции равна единице, а рабочее тело движется в одном направлении (от входа только к выходу), т. е. прямотоком — котлоагрегаты с таким движением теплоносителя называются прямоточными.

Применение принудительного движения теплоносителя в поверхностях нагрева позволяет располагать их не только вертикально, но и горизонтально и обеспечивать как подъемное, так и опускное движение, применять трубы с меньшим внутренним диаметром (большим сопротивлением).

В том случае, когда теплоноситель не изменяет агрегатного состояния, расчет гидродинамики состоит из определения суммы потерь напора в местных сопротивлениях и потерь напора на трение — см. формулу (4-10). Потери напора в местных сопротивлениях складываются из падения давления в запорных задвижках, коллекторах, гибах труб, переходах, где изменяются скорости и направления потока.

Потери напора в местном сопротивлении, кПа или кгс/см^2, определяют по формуле

$$\Delta p_{местн} = \xi \frac{w^2}{2} \rho \quad \text{или} \quad \Delta p_{местн} = \xi \frac{w^2}{2gv} . \qquad (4\text{-}11)$$

В формулах:

w — скорость за местным сопротивлением, м/с;

ρ — плотность, кг/м^3;

ξ — коэффициент местного сопротивления, определяемый по справочникам к гидравлическим расчетам или по [Л. 20];

v — удельный объем среды, м³/кг (см. табл. 2-11);

g — ускорение силы тяжести, м/с².

Величины коэффициентов местных сопротивлений приведены в табл. 4-1.

Таблица 4-1

Коэффициенты сопротивления местные

Вид местного сопротивления	Коэффициент ξ
Коллекторы раздающие	
При числе отводящих труб $n<10$, подводе воды торцевом, угловом и рассредоточенном	0,7
При $n>15$ и подводе воды торцевом и угловом	1,4
При числе подводящих труб до первой отводящей трубы $n\leqslant 2$	1,1
Коллекторы собирающие	
С отводом торцевым, рассредоточенным, угловым	0,4; 0,7; 0,9
При числе отводящих труб до первой подводящей трубы $n\leqslant 2$	1,1
Повороты	
Угол поворота потока:	
$<20°$	0
от 20 до 60°	0,1
от 60 до 140°	0,2
$>140°$	0,3
Арматура	
Вентиль проходной, литой:	
с поворотом струи	4,5
без поворота	2—3
То же штампованный	7,0
Клапан обратный	7,0
Задвижка	1,0—2,0

Коэффициенты сопротивления на трение приведенные λ_0

$d_{вн}$	23	32	40	50	64	76	90	100	120	140	200	250	300	400
λ_0	1,04	0,76	0,58	0,43	0,32	0,26	0,21	0,19	0,10	0,08	0,05	0,07	0,03	0,025

Потери напора на трение, кПа или кгс/м², определяют по формуле Дарси — Вейсбаха:

$$\Delta p_{тр}=\lambda\frac{l}{d_{вн}}\frac{w^2}{2\rho}, \quad \Delta p_{тр}=\lambda\frac{l}{d_{вн}}\frac{w^2}{2gv}. \qquad (4\text{-}12)$$

В формуле:

λ — коэффициент трения, зависящий при турбулентном движении от шероховатости, а при ламинарном и переходном — от числа Рейнольдса $Re=\frac{wd_{вн}}{\nu}$;

l и $d_{вн}$ — длина и внутренний диаметр труб.

Способ точного определения величин λ для обогреваемых труб дан в [Л. 20] и курсах гидравлики. Для расчетов удобней пользоваться приведенным к диаметру коэффициентом трения $\lambda_0=\lambda/d_{вн}$, который связан и с величиной шероховатости труб. Значения приведенного коэффициента даны в табл. 4-1 для наиболее распространенных внутренних диаметров труб. В этой же таблице приведены и коэффициенты

некоторых местных сопротивлений коллекторов, гибов и арматуры. Пользуясь данными табл. 4-1 и формулами (4-10)—(4-12), можно определить падение напора или давления, развиваемого насосом, в котлоагрегатах и их элементах, а также во внешних трубопроводах для случая неизменяющегося агрегатного состояния теплоносителя.

В тех же случаях, когда в трубах происходит испарение и длина их значительна, можно написать следующее выражение для потерь на трение, кПа или кгс/м²:

$$\Delta p_{тр} = \lambda_0 l_{т.з} \frac{G^2}{2f^2\rho'} + \lambda_0 (l - l_{т.з}) \frac{G^2}{2f^2\rho_{см}}, \tag{4-13}$$

или

$$\Delta p_{тр} = \lambda_0 l_{т.з} \frac{G^2 v}{2gf^2} + \lambda_0 (l - l_{т.з}) \frac{G^2 v_{см}}{2gf^2}.$$

В выражении, кроме ранее указанных величин, через $l_{т.з}$ обозначена длина трубы до точки закипания воды, м.

При постоянстве величины удельного обогрева единицы длины трубы q, кВт/м или ккал/(м·ч), величина $l_{т.з}$ зависит от расхода жидкости, м:

$$l_{т.з} = \frac{G(i' - i_{вх})}{q} = \frac{G\Delta i_{эк}}{q}, \tag{4-14}$$

где i' и $i_{вх}$ — энтальпии воды при температуре насыщения и на входе в трубу, кДж/кг или ккал/кг.

Для определения средней плотности пароводяной смеси в трубе на испаряющем участке примем, что количество пара прямо пропорционально длине этого участка. Тогда средний объем пароводяной смеси, м³/кг, будет определяться выражениями

$$v_{см} = v' + \frac{x(v'' - v')}{2} \tag{4-15}$$

$$x = \frac{q(l - l_{т.з})}{Gr}. \tag{4-16}$$

В выражениях:

v' и v'' — удельные объемы воды и насыщенного пара при данном давлении, м³/кг;

x — массовая доля пара в смеси;

r — теплота испарения, кДж/кг или ккал/кг.

Подставляя в выражение (4-13) величину $l_{т.з}$ по формуле (4-14) и $l_{исп} = l - l_{т.з}$, с учетом выражений (4-15) и (4-16) получим, кПа или кгс/м²:

$$\Delta p_{тр} = \frac{\lambda_0 (v'' - v') \Delta i^2_{эк}}{4f^2 qr} G^3 + \frac{\lambda_0 l}{2f^2}\left[v' - \frac{\Delta i_{эк}}{r}(v'' - v')\right] G^2 + \frac{\lambda_0 (v'' - v') l^2 q}{4f^2 r} G. \tag{4-17}$$

Если обозначить величины, стоящие перед параметром расхода жидкости G, коэффициентами A, B и C, то получим:

$$\Delta p_{тр} = AG^3 + BG^2 + CG, \tag{4-17а}$$

т. е. уравнение третьей степени, имеющее три корня, чему при каком-то перепаде могут соответствовать три значения расхода жидкости G.

Построенную по уравнению (4-17) кривую в координатах Δp и G называют **гидродинамической характеристикой** трубы или змеевика (рис. 4-4). В том случае, если минимальное значение расхода жидкости G_1 обеспечивает охлаждение металла труб до нужной температуры, такой расход допустим, а если не обеспечивает, то расход следует изменить.

Для превращения неустойчивой характеристики *1* в устойчивую *2* при всех режимах работы агрегата — пониженном давлении, растопке — увеличивают сопротивление змеевика конструктивно — постепенным

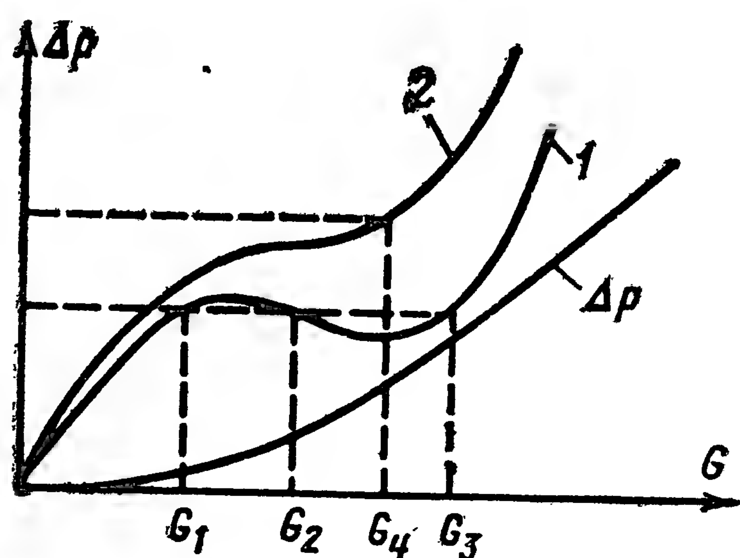


Рис. 4-4. Гидродинамическая характеристика витка котлоагрегата с многократной принудительной циркуляцией или прямоточного.

1 — неустойчивая; *2* — устойчивая; Δp — при отсутствии парообразования.

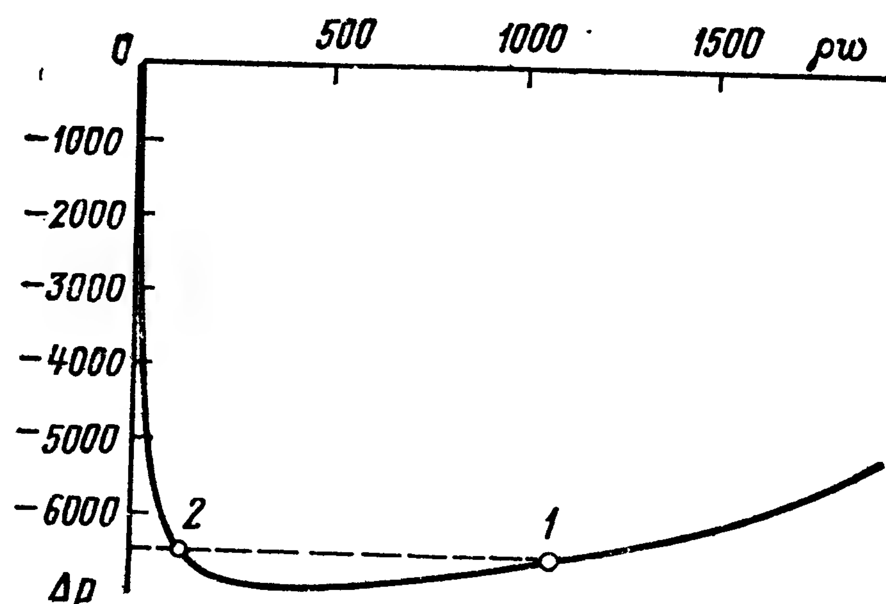


Рис. 4-5. Гидродинамические характеристики для экрана с подъемно-опускными панелями стального водогрейного котла типа ПТВМ-100.

1 — рабочая точка; *2* — точка закипания воды.

увеличением его диаметра по длине (изготовлением из труб с разными внутренними диаметрами или установкой диафрагм — шайб на входном участке). Это позволяет изменить величину коэффициентов A, B и C в уравнении (4-17а), так как к каждому из частей уравнения прибавляются потеря на трение или местные потери, которые зависят от расхода воды во второй степени.

В экранных трубах стальных водогрейных котлов часто применяют не только подъемное, но и опускное движение воды. Тогда в общий перепад давлений между коллекторами, кроме потерь напора на трение и в местных сопротивлениях, следует включить величину так называемого нивелирного напора, поскольку его значение сопоставимо с другими потерями, кПа или кгс/м²:

$$\Delta p_{\text{нив}} = h\rho \text{ или } \Delta p_{\text{нив}} = h\gamma, \qquad (4\text{-}18)$$

где h — геодезическая высота между коллекторами, м.

В этих случаях падение давления в экранах с подъемными и опускными участками труб составит:

$$\Sigma\Delta p = \Delta p_{\text{тр}} + \Delta p_{\text{местн}} \pm \Delta p_{\text{нив}}. \qquad (4\text{-}19)$$

При движении воды вверх $\Delta p_{\text{нив}}$ принимается со знаком плюс, при опускном — со знаком минус. Другими словами, при положительном нивелирном напоре перепад между коллекторами возрастает и, наоборот, при отрицательном — уменьшается.

Если построить по уравнению (4-19) гидродинамическую характеристику панели с подъемным и опускным движением воды в ней, то получим кривую, изображенную на рис. 4-5. В том случае, когда расход через экран с опускными трубами уменьшится по сравнению с нормаль-

ной величиной, которой соответствует массовая скорость $w\rho$=1350, до 150 кгс/м², вода в экране может закипеть и ее движение прекратится, а трубы будут повреждены.

С ростом удельной тепловой нагрузки труб с опускным движением воды и уменьшением скорости в них вероятность повреждений увеличивается. Поэтому для стальных водогрейных котлов проводят выбор скоростей воды в экранах с подъемным движением в пределах 0,6—0,8 м/с, с опускным — 1,2—1,6 м/с и в конвективных пакетах с указанными видами движения соответственно 0,5—0,6 и 1,0—1,2 м/с.

4-3. СПОСОБЫ ПОЛУЧЕНИЯ СУХОГО И ЧИСТОГО ПАРА. СТУПЕНЧАТОЕ ИСПАРЕНИЕ

Пар, выходящий из барабанов котлоагрегатов, не должен содержать значительного количества влаги, солей, шлама, так как часть поверхности пароперегревателя будет местом испарения и выпадения содержащихся в воде солей, и металл труб может быть поврежден. Могут иметь место нарушения плотности соединений, а при бросках влаги — гидравлические удары и даже разрушения паропроводов.

В паре могут содержаться нелетучие и летучие вещества. Нелетучие вещества обычно попадают в пар из котловой воды, в которой они находятся в растворенном виде или взвешенном состоянии. Растворимость их в паре низкого давления мала. Летучие вещества — аммиак NH_3, двуокись углерода CO_2, азот N_2 и водород H_2 — содержатся в виде газов и не дают отложений. Двуокись углерода, соединяясь с кальцием, может давать отложения. Аммиак, попадая в теплообменники с латунными трубками, вызывает их обесцинкование и разрушение; кроме того, аммиак токсичен. Двуокись углерода может вызвать коррозию; окислы железа дают шлам и отложения на обогреваемых поверхностях нагрева.

В связи с этим к пару предъявляются определенные требования по общему содержанию солей, пересчитанному на натрий: при давлении до 1,4 МПа (14 кгс/см²) — 1,0 мг/кг; до 2,2 МПа (22 кгс/см²) — 0,5 мг/кг и до 4,5 МПа (45 кгс/см²) — 0,3 мг/кг. Следовательно, с ростом давления ужесточаются требования к качеству пара.

Загрязнение пара веществами происходит главным образом за счет выноса примесей, содержащихся в питательной и котловой воде. Для получения пара необходимого качества питательную воду очищают различными способами и отделяют влагу от пара путем *сепарации*. Увеличению влажности пара способствует неправильный режим подачи воды в барабан — его перепитка, резкие колебания давления пара, несоблюдение требований, предъявляемых к качеству питательной воды. В частности повышение ее щелочности, например, приводит к образованию и уносу пены из-за уменьшения объема парового пространства. Если пар попадает под уровень воды, то пузырьки пара, выходя на поверхность воды — зеркало испарения, разрывают оболочку и образуют крупные и мелкие капельки, выносимые в паровое пространство.

При поступлении пароводяной смеси из труб в паровое пространство, кроме образования капель за счет разрыва оболочек пузырей пара, происходят удары струй воды о поверхность уровня, стенки барабана и расположенные в объеме детали.

Увеличение солесодержания котловой воды повышает ее поверхностное натяжение, что приводит к явлению набухания воды пузырями пара и росту его влажности. Повышение давления в барабане ухудшает

осаждение мелких капель. Большой диаметр барабана, низкое расположение уровня воды в нем позволяют иметь бо́льшую высоту парового пространства. Капли влаги, вынесенные в паровое пространство, потеряв начальную скорость и объединившись на пути с другими каплями в большом объеме, будут выпадать быстрее. Чем больше действительная высота парового пространства, тем лучше при прочих равных условиях будет происходить естественная сепарация. Наилучшая сепарация для обычных нагрузок зеркала испарения в котельных агрегатах низкого и среднего давлений достигается на высоте 0,6—1,0 м, вследствие чего внутренний диаметр барабана обычно составляет 1,2—1,6 м. В прежних конструкциях котлов низкого давления влажность пара составляла 3—5%; теперь же она не превышает 0,5% и снижается с ростом давления до 0,1—0,2%.

Увеличение содержания солей в котловой воде не только приводит к набуханию, но и по достижении определенной величины (критической) вызывает резкий рост уноса влаги. До этого содержания солей унос влаги примерно пропорционален содержанию солей в котловой воде. Загрязнение пара летучими веществами при низких и средних давлениях пара незначительно из-за малой растворимости солей в паре.

Для осуществления естественной сепарации пара, уменьшения уноса капель и получения сухого и чистого пара важно равномерное распределение выхода пара из экранных и кипятильных труб по длине барабана, предупреждение ударов струй воды о стенки и устройства

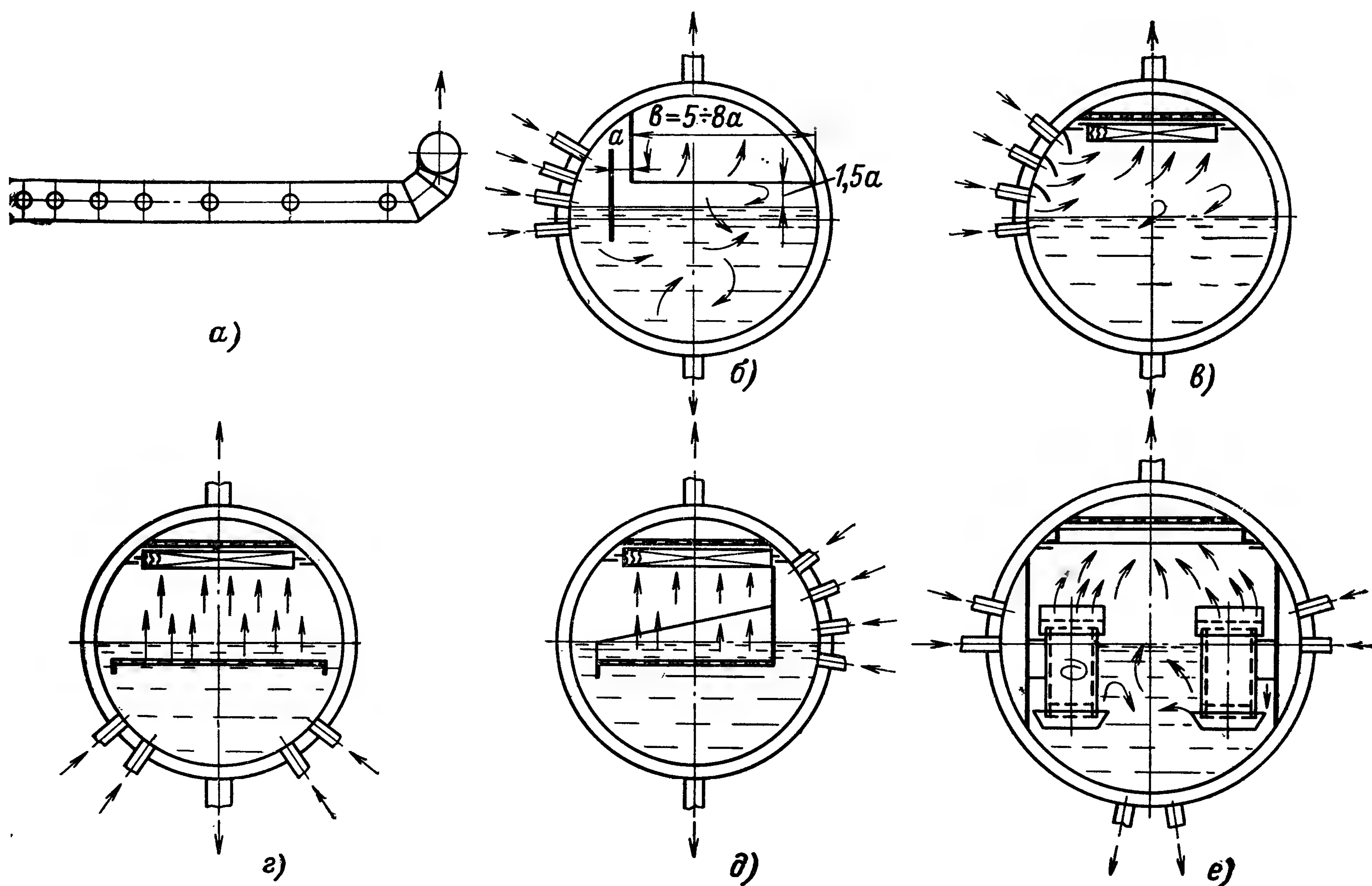


Рис. 4-6. Принципиальные схемы сепарирующих устройств в паровых котлах низкого и среднего давления.

а — труба с отверстиями; *б* — отбойные щитки; *в* — отбойные щитки, жалюзийный сепаратор и дырчатый лист; *г* — утопленные листы, жалюзийный сепаратор с дырчатым листом; *д* — щитки, утопленный лист и жалюзийный сепаратор с дырчатым листом; *е* — внутрибарабанные циклоны, жалюзийный сепаратор и дырчатый лист (иногда циклоны размещены вне барабана — выносные циклоны).

в барабане, о зеркало испарения и равномерная загрузка барабана. Необходимо также обеспечение равномерного отбора пара по длине барабана для получения низких скоростей пара в паровом пространстве барабана, где происходит первичное отделение влаги. Однако естественной сепарации влаги для получения сухого пара недостаточно. Дальнейшее улавливание влаги осуществляют механической сепарацией в устройствах, в которых используются силы инерции, центробежные силы, смачивание и поверхностное натяжение слоя жидкости. Такие устройства позволяют уловить капельки воды, вынесенные из парового пространства.

Принципиальные схемы сепарирующих устройств в барабанах котлоагрегатов низкого и среднего давлений показаны на рис. 4-6.

Простейшей из них является труба в паровом пространстве барабана с отверстиями разного диаметра на боковых образующих, распределенными неравномерно по длине для лучшей сепарации в объеме (схема рис. 4-6,*а*). Скорость пара в трубе (конечную) принимают 30—40 м/с, скорость в отверстиях принимают бóльшей скорости в трубе. Вместо установки трубы можно отделить часть парового пространства листом и выполнить в нем отверстия по тому же принципу, что и в трубе. При надлежащей высоте парового пространства, равномерном подводе пароводяной смеси и отборе пара по длине барабана иногда достаточной является установка отбойных щитков (схема рис. 4-6,*б*).

Для получения лучших результатов сепарации пара можно сочетать установку отбойных щитков с установкой перфорированных листов перед трубами, отводящими пар. Часто перед этим листом устанавливают жалюзи, в которых пар, изменяя несколько раз направление движения, заставляет воду по инерции осаждаться на стенках листов жалюзи. Такая схема изображена на рис. 4-6,*в*.

Если пароводяная смесь входит в барабан под уровень воды, то равномерного распределения пара можно достигнуть, установив под уровнем воды лист с отверстиями, а для очистки пара подать на этот лист питательную воду.

В верхней части барабана, как это видно из схемы рис. 4-6,*г*, устройства могут быть сохранены такими же, как и на предыдущей схеме. При вводе пароводяной смеси под и над уровнем целесообразно схему рис. 4-6,*г* дополнить отбойными щитками, схема рис. 4-6,*д*) против труб, по которым пароводяная смесь поступает в барабан.

При больших нагрузках внутри барабана для получения пара высокого качества на вводе пароводяной смеси устанавливают циклоны, в которых при закручивании потока отделившаяся вода по стенкам стекает вниз, а пар через жалюзи на крышке циклона выходит в паровое пространство; под циклоном выполняют поддон, предупреждающий проход пара вниз. Перед пароотводящими трубами из барабана, как это видно из схемы рис. 4-6,*е*, устанавливают лист с отверстиями и жалюзи.

Так как качество пара, выходящего из барабана, зависит от солесодержания котловой воды, то значение величины солесодержания ограничивают, удаляя накапливающиеся соли вместе с горячей водой, осуществляя продувку.

Если удаление воды с солями выполняется постоянно, продувку называют н е п р е р ы в н о й. В нижних элементах котлоагрегата — нижних коллекторах экранов, в нижнем барабане — при работе и особенно при малых нагрузках и при останове может скапливаться шлам. Для его удаления при растопках и пониженных нагрузках из нижних точек

проводят продувку, которую называют **периодической** или **шламовой**.

Поскольку при продувке теряется не только вода, но и теплота, величину продувки ограничивают.

Способ, дающий возможность получать пар высокого качества при небольших размерах продувки, названный **ступенчатым испарением**, был предложен в СССР проф. Э. И. Роммом в 1937 г. и получил широкое распространение. Сущность этого способа состоит в разделении поверхностей нагрева, коллекторов и барабанов на части, в которых происходит постепенное упаривание воды. Питательную воду подают в первую часть, называемую **чистым отсеком**, который производит 80—85% пара; в нем поддерживают определенное и невысокое солесодержание котловой воды за счет увеличенной продувки во вторую часть — **соленый отсек**. Пар из чистого отсека будет удовлетворительного качества, а котловая вода в соленом отсеке будет иметь повышенное солесодержание, что и уменьшит размер продувки. Пар же из соленого отсека будет невысокого качества и потребует хорошей очистки, но его будет немного — 15—20%; поэтому общее качество пара, выдаваемого котлоагрегатом, будет удовлетворительным. Обычно ступенчатое испарение осуществляют в двух, реже — трех ступенях [Л. 15].

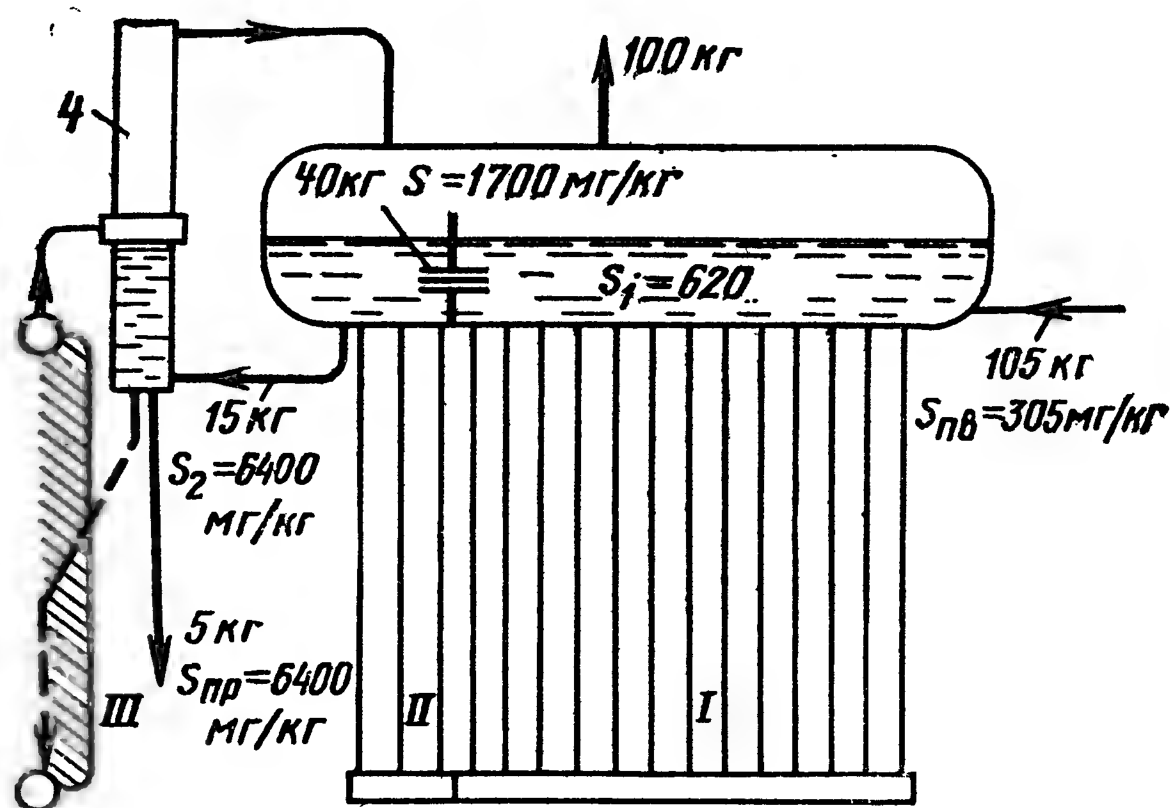


Рис. 4-7. Принципиальная схема ступенчатого испарения воды в паровом котле.

Поверхности нагрева в первой (*I*); второй (*II*); третьей (*III*) ступени испарения; 4 — выносной циклон.

На принципиальной схеме, показанной на рис. 4-7, изображено трехступенчатое испарение котловой воды в котлоагрегате, имеющем котельный пучок (I ступень испарения); фестон и задний экран (II ступень) и боковые экраны (III ступень испарения), пар из которых поступает в вынесенный из барабана циклон-сепаратор, а из последнего идет в барабан. Производительность I ступени $n_1=70\%$, II ступени — $n_2=20\%$ и III ступени $n_3=10\%$ общей производительности котлоагрегата.

Уравнение баланса солей для котлоагрегата с трехступенчатым испарением при солесодержании питательной воды $S_{п.в}$, воды в чистом отсеке S_1, соленом отсеке S_2 и циклоне $S_{пр}$ при величине продувки p будет иметь вид:

$$(100+p)\,S_{п.в}=(n_3+n_2+p)\,S_1=(n_3+p)\,S_2=pS_{пр}. \qquad (4\text{-}20)$$

Из этого уравнения можно найти процент продувки и солесодержание котловой воды в каждом из отсеков.

Продувка котлоагрегата p, %, составит:

$$p=\frac{100S_{п.в}}{S_{пр}-S_{п.в}}.$$

Солесодержание воды в чистом отсеке барабана, мг/кг, будет:

$$S_1=\frac{S_{п.в}\,(100+p)}{n_3+n_2+p},$$

во II ступени испарения аналогично

$$S_2 = \frac{S_{п. в}(100+p)}{n_3+p},$$

в III ступени и в продувке

$$S_{пр} = \frac{S_{п. в}(100+p)}{p}.$$

Наличие трех ступеней испарения при продувке в 5% даже при солесодержании питательной воды в 500 мг/кг позволяет иметь солесодержание в продувке

$$S_{пр} = \frac{500(100+5)}{5} = 10\,500 \text{ мг/кг}.$$

Из схемы на рис. 4-7 и формулы (4-20) видна эффективность применения ступенчатого испарения, особенно при повышенном содержании солей в питательной воде.

Из-за возможного образования отложений на поверхностях нагрева больше трех ступеней испарения не делают. В СССР все котельные заводы изготавливают котлоагрегаты со ступенчатым испарением.

Глава пятая

КОТЕЛЬНЫЕ АГРЕГАТЫ И ИХ ЭЛЕМЕНТЫ

5-1. ТИПЫ, ПАРАМЕТРЫ И ТЕПЛОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ КОТЛОАГРЕГАТОВ

Все котельные агрегаты можно разделить на два основных вида: *паровые* и *водогрейные*.

Основные схемы промышленных паровых котлов, агрегатов и направления их развития показаны на рис. 5-1 а—г.

Применявшиеся для получения водяного пара в прошлом веке агрегаты имели простейшую форму шара и барабана (цилиндра). По мере увеличения производительности и рабочего давления простейшие формы парового котла были заменены более сложными. В агрегатах появляются сначала трубы жаровые, а затем дымогарные (или их комбинация), увеличивающие поверхность нагрева. Так, появились *жаротрубные котлы* с одной и несколькими жаровыми трубами, выпускаемые до настоящего времени (см. рис. 5а, б и [Л. 13]).

Дальнейшим этапом развития цилиндрических котлов являются размещение топочной камеры в начальной части жаровой трубы или специально запроектированной для топочного устройства огневой коробке и выполнение конвективных поверхностей из дымогарных труб. По этому принципу сконструированы паровые судовые оборотные, локомобильные и паровозные котлы. Такого типа паровые котлы с горизонтальным и вертикальным расположением жаровых и дымогарных труб выпускаются в настоящее время.

Другим направлением в развитии паровых котлов было деление обогреваемых цилиндров, заполненных водой и пароводяной смесью, на более мелкие. Такое деление привело к созданию *батарейных паровых котлов*, состоящих из трех, шести и девяти цилиндров.

Уменьшение диаметра труб, обогреваемых снаружи дымовыми газами, привело к созданию так называемых *водотрубных котлов*. Водотрубные котлы первоначально выполнялись из пучка труб, слабо наклоненных к горизонтали (на 10—15°) и объединяемых по концам камерами, которые присоединялись к одному или нескольким, расположенным горизонтально, барабанам. Для возможности очистки от накипи и замены трубы, крепящейся в камере развальцовкой, против каждого ее конца в стенке камеры устанавливается специальный лючок с крышкой. Такая конструкция позволила увеличить поверхность нагрева почти в 2 раза, поднять давление с 0,8—1,0 МПа до 1,5 (с 8—10 до 15 кгс·см²) и повысить удельный паросъем с 0,006 до 0,008—0,1 кг/с или 20 до 30—35 кг/(м²·ч) (рис. 5-1а, б, в).

К камерным горизонтально-водотрубным котлам следует отнести и конструкцию В. Г. Шухова, который разделил общие камеры, барабаны и кипятильные трубы на группы. При этом длина и число труб в группе постоянны и объединены двумя цилиндрическими камерами со съемными днищами. При объединении камеры с барабанами, также изготовленными из стандартных деталей, можно получить паровые котлы нескольких размеров.

Эта конструкция сыграла прогрессивную роль в развитии отечественного котлостроения и выпускалась нашей промышленностью до 40-х годов. Однако котлы Шухова, так же как и другие водотрубные котлы с камерами, не могут быть быстро растоплены, не приспособлены к резким изменениям нагрузки, трудно очищаются от внешних загрязнений и требуют большого расхода металла и обмуровки на единицу производительности.

К горизонтально-водотрубным котлам относятся и агрегаты, у которых вместо камер для объединения труб применены секции, предложенные фирмой Бабкок и Вилькокс.

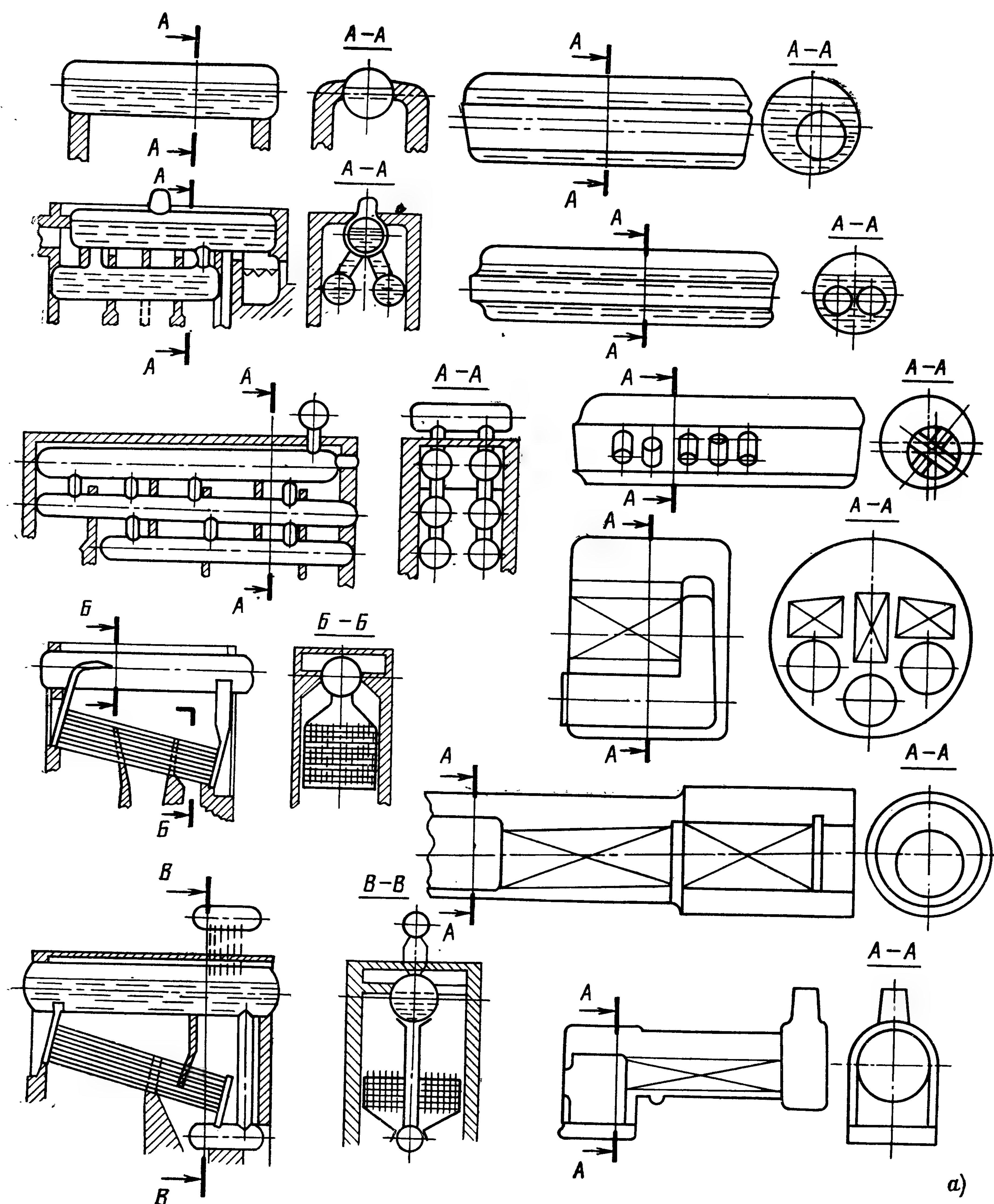


Рис. 5-1а. Основные схемы горизонтально-цилиндрических котлов.

Секции-камеры объединяют от пяти до одиннадцати труб и присоединяются к продольно или поперечно расположенному барабану с помощью труб (рис. 5-1в). Выполнение секций-камер волнообразными позволяет получить поверхности нагрева с шахматным расположением труб в пучке. Небольшие поперечные размеры секций, обычно 140×140 мм, позволяют изготовлять котлоагрегаты даже на высокое давление. Соединение прямых труб с камерами осуществляется на развальцовке, для чего против каждой трубы с наружным диаметром 83 или 102 мм имеется лючок овальной формы.

Вместо волнистых штампованных секций в СССР было предложено применить толстостенные круглые прямые трубы большого диаметра, в которые ввальцованы три вертикальных ряда кипятильных труб, слегка изогнутых при подходе к секции-камере, что уменьшило массу секции и число лючков на единицу поверхности.

Такие котлы выпускались на давление 2,2 и 3,5 МПа (22 и 35 кгс/см²), производительностью от 5,6 до 56 кг/с (20 до 200 т/ч и с температурой перегретого пара до 425°С.

Недостатками секционных котлов являются значительные затраты металла на секции — до 30—40% от массы поверхностей нагрева под давлением, сложность изготовле-

Примечание к рис. 5-1а. Горизонтально-цилиндрические котлы широко используются до настоящего времени в ряде отраслей народного хозяйства. Так, например их применяют в виде газотрубных котлов-утилизаторов в химической промышленности, в качестве источников теплоты в дорожном строительстве, в коммунально-бытовых предприятиях, сельском хозяйстве.

Примечание к рис. 5-1б. Вертикально-цилиндрические котлы с дымогарными трубами или пучками труб, заполненных водой и пароводяной смесью, также выпускаются для технологических и хозяйственных нужд промышленности, транспорта и сельского хозяйства.

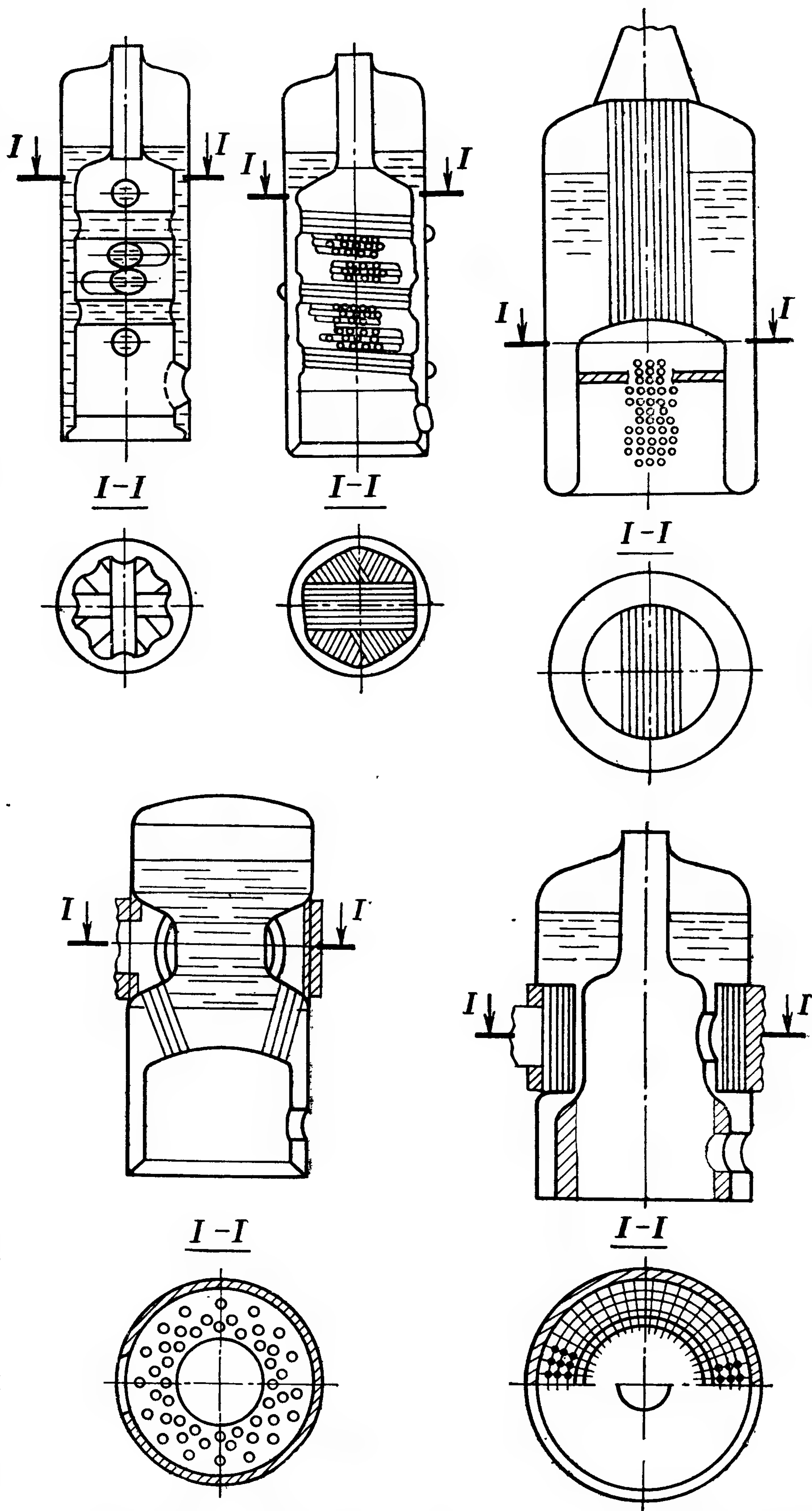


Рис. 5-1б. Основные схемы вертикально-цилиндрических котлов.

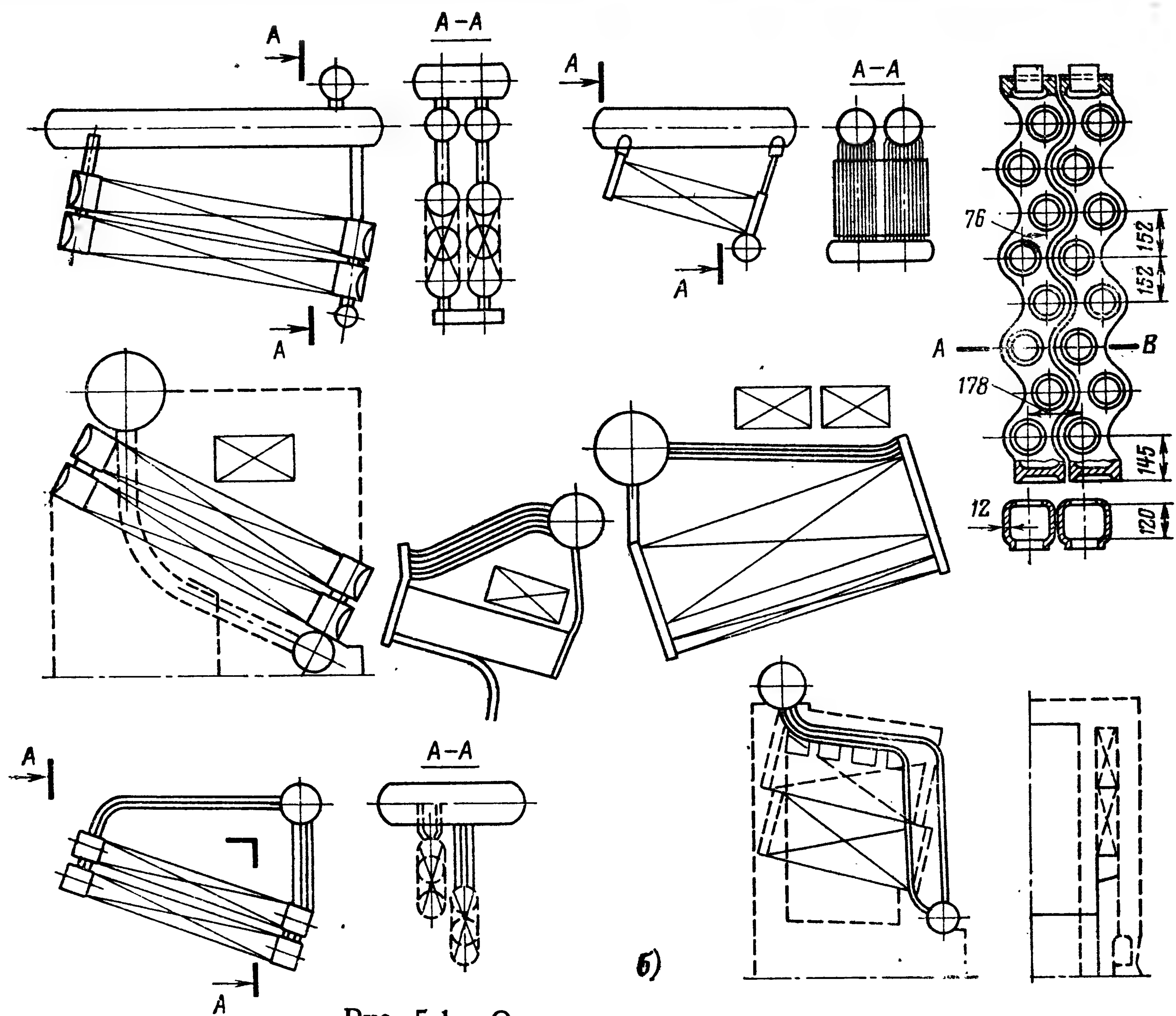


Рис. 5-1в. Основные схемы горизонтально-водотрубных котлов.

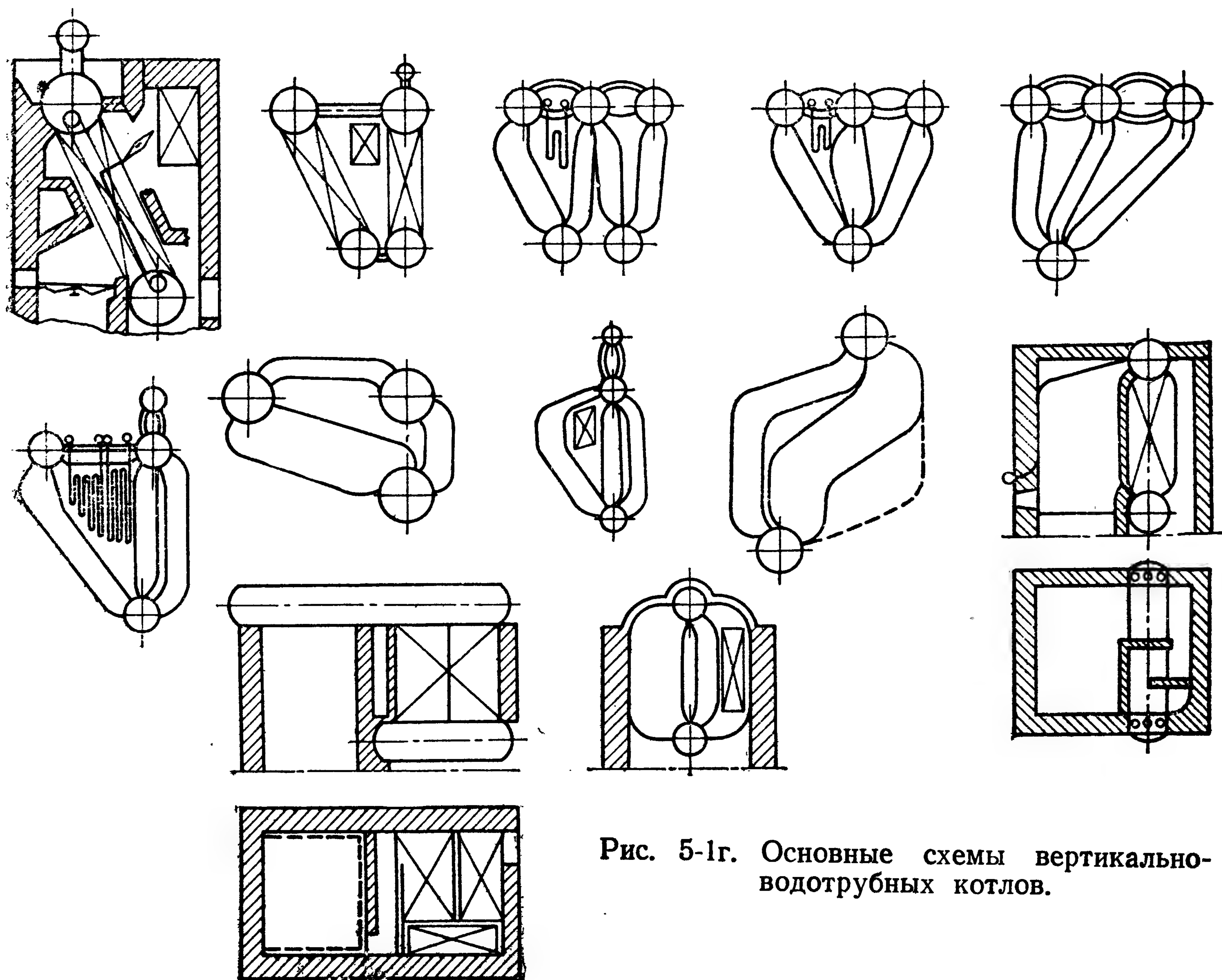


Рис. 5-1г. Основные схемы вертикально-водотрубных котлов.

ния волнистых секций, наличие большого количества лючков и неблагоприятные условия циркуляции — расслоение и опрокидывание потока, снижающие надежность их работы.

К недостаткам всех камерных и секционных горизонтально-водотрубных котлов относятся сравнительно небольшие радиационные поверхности нагрева и трудность включения развитых экранов топочной камеры в контуры циркуляции котла. В настоящее время эти котлы не выпускаются.

Дальнейшая разработка надежных паровых котлов привела к созданию так называемых вертикально-водотрубных котлов с непосредственным присоединением кипятильных труб к барабанам (рис. 5-1г).

Одним из первых котлоагрегатов такого типа является котел Гарбе с прямыми кипятильными трубами, ввальцованными в штампованные уступами части клепаных обечаек двух или четырех нижних и верхних барабанов. Верхние барабаны соединялись между собой штуцерами и несколькими трубами большого диаметра для перетекания воды и пара. Для улучшения циркуляции верхний и нижний барабаны соединялись между собой необогреваемыми трубами большого диаметра. Агрегаты изготовлялись на давление до 1,7 МПа (17 кгс/см^2), производительностью до 13,9 кг/с (50 т/ч) и с поверхностью нагрева до 1250 м^2. Однако получить большую производительность при штампованных плитах и длинных швах у барабанов не удавалось. Также были ограничены давление, скорость растопки и изменение нагрузки, а обогрев опускных труб нарушал циркуляцию. Недостатки конструкции котлов Гарбе и появление докотловой обработки питательной воды привели к созданию крупных многобарабанных котлов с гнутыми кипятильными трубами.

Пятибарабанный котел Стерлинга имеет четыре пучка кипятильных труб, из которых два последних служат для подогрева питательной воды, а в первых двух идет парообразование, что улучшало циркуляцию. Гнутые трубы небольшого диаметра соединяют барабаны; при этом жесткость конструкции была снижена.

Однако и в этих котлах величина радиационных поверхностей нагрева была небольшой, а пучки труб имели продольное омывание потоком дымовых газов и невысокую удельную паропроизводительность.

В последующих конструкциях таких котлов отказались сначала от двух последних барабанов с пучками труб, перейдя к трем, а затем и к двум барабанам при одновременном максимально допустимом по условиям сжигания топлива развитии экранов. Вместо конвективных пучков из продольно обтекаемых труб были применены шахматные змеевиковые из труб малого диаметра с поперечным омыванием, что позволило увеличить поверхность нагрева, давление пара и производительность котлоагрегата.

При средней и большой их производительности, а также при сжигании низкосортных топлив для интенсификации и повышения устойчивости горения часто стали применять подогрев воздуха, что снизило температуру уходящих газов и повысило экономичность работы котельного агрегата.

В итоге были созданы современные конструкции одно- и двухбарабанных паровых котлоагрегатов с повышенной экономичностью, для которых характерно наличие развитых экранных поверхностей нагрева в топочной камере, водяных экономайзеров из поперечно-омываемых труб и воздухоподогревателей.

Развитие конструкций водогрейных котлов шло по пути создания и усовершенствования чугунных котлов и разработки стальных водогрейных котлов. Развитая лучевоспринимающая и небольшая конвективная поверхности нагрева чугунных котлов при слоевом сжигании высокосортного твердого топлива позволяли расширить пределы регулирования производительности. Небольшие газовые и воздушные сопротивления котла и топки позволяли обходиться только естественной тягой и без вентилятора.

Для использования низкосортных топлив была создана конструкция чугунных котлов шатрового типа. Топочная камера этих котлов имела развитые лучевоспринимающие поверхности, но их можно было расположить на значительном по высоте расстоянии от слоя, находящегося в неэкранированной части камеры с кирпичной обмуровкой.

Конвективные поверхности нагрева были образованы с помощью литых выступов, омываемых на большей части своей длины продольным потоком дымовых газов. Огнеупорная кладка в зоне горения топлива и увеличение конвективной поверхности нагрева создают возможность сжигания различных видов топлива.

Эти котлы выпускаются отечественными заводами до настоящего времени, имеют удовлетворительные технико-экономические показатели.

Большая потребность в водогрейных котлах для сжигания низкосортных видов топлива в 40-х годах привела к созданию стальных водогрейных котлов конструкции Ревокатова и в 50-х годах — конструкции Рамзина.

Конструкция котлов Ревокатова в основном повторяла принципы, заложенные в чугунные водогрейные котлы шатрового типа: секционность, дающую при встречной установке секций сплошное экранирование, небольшую конвективную поверхность нагрева из труб большого диаметра, омываемую в основном продольным потоком дымо-

вых газов, движущихся в подъемном и опускном газоходах. Это предопределяло невысокие технико-экономические показатели работы котлов. Однако простота конструкции, возможность изготовления на месте и сжигания различных сортов топлива привели к их широкому распространению.

Водогрейный котел Рамзина состоит из конвективного пакета змеевиков-труб малого диаметра (38×3 мм), вваренных в коллекторы нижние и верхние. С верхним коллектором змеевиков соединены такие же трубы потолочного экрана слоевой топки, которые идут от конвективного газохода к фронту, где расположен выходной коллектор котла. Продукты сгорания топлива, поднимаясь, омывают трубы потолочного экрана, входят в конвективный пучок, опускаются и уходят в боров. Теплопроизводительность котлов Рамзина не превышала 0,35 МВт (0,3 Гкал/ч).

Наряду с созданием небольших стальных водогрейных котлов продолжаются попытки приспособления паровых котлов различной конструкции для работы в водогрейном режиме.

Таблица 5-1

Стальные паровые котлы с естественной циркуляцией

Паропроизводительность, кг/с (т/ч)	Давление пара p						Состояние и температура перегрева пара	Температура питательной воды, °С
	МПа	кгс/см²	МПа	кгс/см²	МПа	кгс/см²		
0,445 (1,6)	0,9	9	—	—	—	—	Насыщенный	50
0,695 (2,5)	1,4	14	—	—	—	—	»	100
1,112 (4,0)	1,4	14	—	—	—	—	Насыщенный или	100
1,670 (6,5)	1,4	14	2,4	24	—	—	перегретый для	100 для p=1,4 и
2,780 (10)	1,4	14	2,4	24	4,0	40	p=1,4 МПа	2,4 МПа (14 и
							(14 кгс/см²) до	24 кгс/см²) для
							225°С; p=2,4 МПа	p=4 МПа
4,45 16	1,4	14	2,4	24	4,0	40	(24 кгс/см²) до	(40 кгс/см²)—145
5,95 25	1,4	14	2,4	24	4,0	40	250°С и для	
9,73 35	1,4	14	2,4	24	4,0	40	p=4,0 МПа или	
13,9 50	1,4	14	2,4	24	4,0	40	40 кгс/см² только	
20,85 75	1,4	14	2,4	24	4,0	40	перегретый до	
							440°С	

Развитие в СССР теплофикации потребовало разработки специальных стальных водогрейных котлов очень большой теплопроизводительности. Такие котлы предложены М. А. Стыриковичем для установки на ТЭЦ и работы в пиковом режиме в течение примерно 1000 ч в год. Для установки на ТЭЦ эти котлы должны быть просты, дешевы и не требовать высокой квалификации обслуживающего персонала.

Первые конструкции стальных водогрейных котлов башенного типа были разработаны совместно ВТИ и Оргэнергостроем, а котлы П-образного типа — ЦЭМ. Затем был разработан типаж на такие котлоагрегаты (см. табл. 5-1а), Дорогобужский завод совместно с ЦКТИ и другими организациями разработал конструкцию и выпускает для всех видов топлива новую серию стальных водогрейных котлов (§ 6-2).

Для современных паровых и водогрейных котлов приняты следующие показатели, приведенные в табл. 5-1а.

Таблица 5-1а

Стальные водогрейные котлы

Температура воды за котлом, °С	Давление воды за котлом		Теплопроизводительность		Режим работы
	МПа	кгс/см²	МВт	Гкал/ч	
150	1,6	16	4,6; 7,6; 11,6	4; 6,5; 10	Основной
200	2,5	25	23,3; 35; 58,2; 116; 209	20; 30; 50; 100; 180	Основной и пиковый

По теплопроизводительности или паропроизводительности промышленные котельные агрегаты принято подразделять на несколько групп: малой, средней и большой производительности.

К первой группе обычно относят агрегаты с теплопроизводительностью, равной или ниже 4,6—7,6 МВт (4—6,5 Гкал/ч) или до 2,78 кг/с (10 т/ч); к средней — от 11 до 58 МВт (от 10 до 50 Гкал/ч) или от 4,45 до 20,85 кг/с (от 16 до 75 т/ч) и большой — свыше 58 МВт (50 Гкал/ч) и 20,85 кг/с (75 т/ч).

В котельных чаще всего используют котлоагрегаты первых двух групп; котлы последней группы устанавливают на ТЭЦ.

Указанное деление является условным, поскольку ориентируется на сложившееся положение. Увеличение мощности котельных вызывает рост производительности котлоагрегатов. Так, например, кроме котельных агрегатов на давление 1,4 МПа производительностью 20,85 кг/с (50 т/ч), проектируются агрегаты на 27,8 кг/с (100 т/ч) и более.

Паровые котлы по параметрам — давлению и конечной температуре — в соответствии с действующими ГОСТ и Правилами Госгортехнадзора СССР для получения насыщенного пара изготовляются из различных сталей, кроме водяного экономайзера и воздухоподогревателя, которые могут быть чугунными. Паровые котлы для получения насыщенного пара при $t_{п.в}$=50°С могут быть с естественной и принудительной циркуляцией и с производительностью от 0,07 до 0,278 кг/с (от 0,25 до 1,0 т/ч) на давление 0,9 МПа (9 кгс/см^2).

На такие же параметры изготовляются котлы с принудительной циркуляцией с D=0,045 кг/с (0,16 т/ч).

В производственных котельных установках встречаются котлоагрегаты на давление 4,0 МПа (40 кгс/см^2), пар которых используется как для производственных нужд, так и для выработки электроэнергии. Для этих котлоагрегатов приняты температуры перегретого пара в 440°С и питательной воды — 145°С.

Кроме перечисленных паровых котлоагрегатов, в небольших установках применяются котлы с давлением пара не свыше 0,17 МПа (1,7 кгс/см^2), которые вырабатывают насыщенный пар. Эти котлы изготовляются из чугунных или стальных труб и могут иметь различную температуру питательной воды.

Водогрейные котлы в зависимости от конечной температуры нагреваемой воды изготовляются из чугуна или углеродистых стальных труб, в соответствии с чем их подразделяют на чугунные и стальные.

Водогрейные котлы подразделяют и по конечной температуре воды — с подогревом до 115 и до 200°С. Чугунные котлы изготовляются на статическое давление до 0,6 МПа (6 кгс/см^2), стальные водогрейные — на давление за котлом в 1,6 и 2,5 МПа (16 и 25 кгс/см^2).

Чугунные водогрейные котлы по теплопроизводительности могут быть от 0,0023 до 1,4 МВт (от 0,008 до 1,215 Гкал/ч), так как они собираются из секций разного типа и для различных топлив.

Стальные котельные агрегаты для высококипящего органического теплоносителя (ВОТ) имеют теплопроизводительность 0,58; 1,16; 2,3 и 4,6 МВт (0,5; 1,0; 2,0 и 4,0 Гкал/ч) при давлении паров ВОТ до 0,8 МПа (8 кгс/см^2), чему соответствует их температура 375°С.

Электрические водогрейные котлы изготовляются теплопроизводительностью до 1,16 МВт (1 Гкал/ч).

5-2. ПАРОПЕРЕГРЕВАТЕЛИ

Полученный в испарительных поверхностях нагрева водяной пар собирается в барабане, проходит сепарирующие устройства и затем может быть направлен непосредственно к потребителю или для повы-

шения его температуры в пароперегреватель. При использовании пара для производственных нужд температура пара ограничивается значением в 225—250°C с тем, чтобы к потребителю, даже далеко находящемуся, пар поступал с малой степенью влажности. При этих температурах расположение пароперегревателя по ходу продуктов сгорания может быть практически любым — за котлом или за частью пучка кипятильных труб, а сам перегреватель может быть выполнен чисто конвективным.

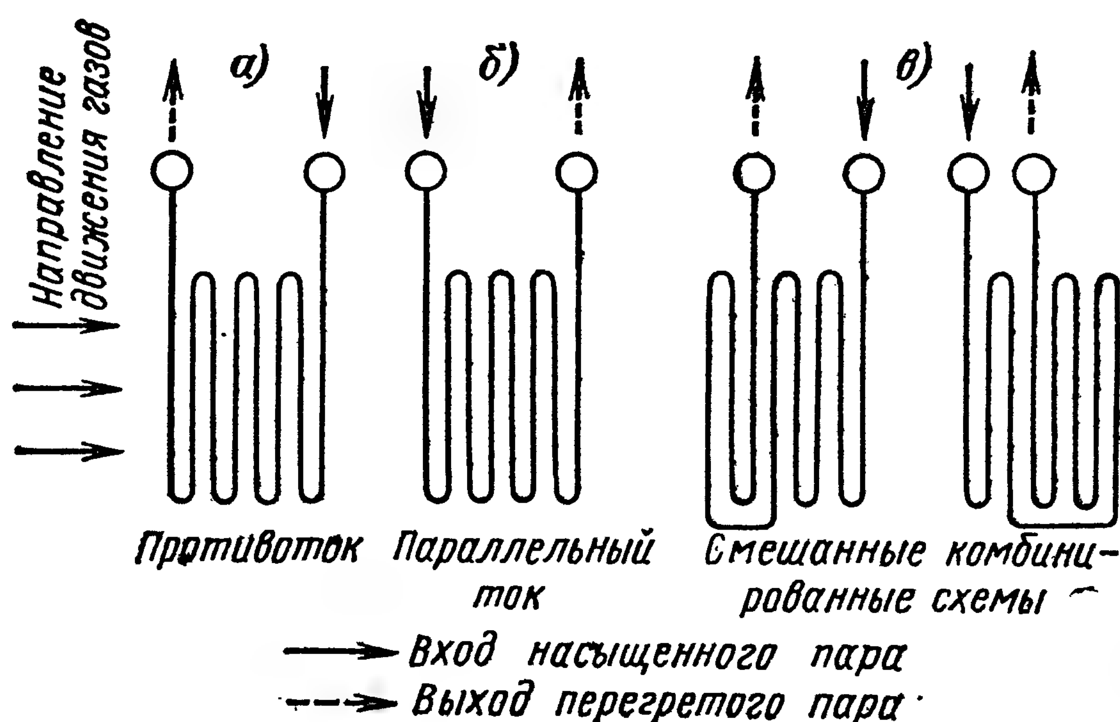


Рис. 5-2. Схемы движения пара в пароперегревателях: противоток (*а*), параллельный ток (*б*), смешанные комбинированные схемы (*в*).

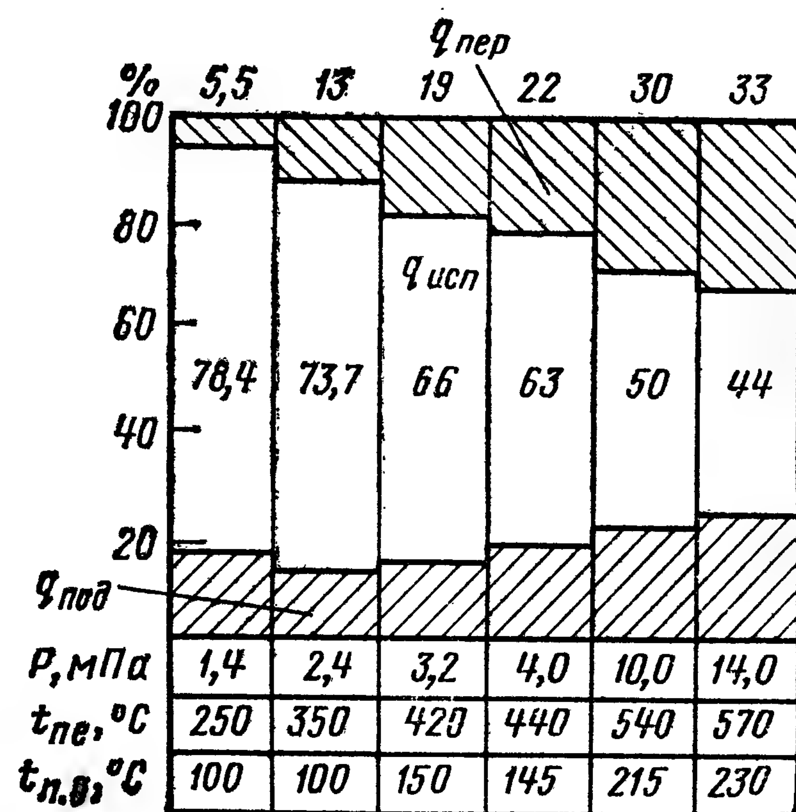


Рис. 5-3. Распределение теплоты, в процентах, воспринятого 1 кг рабочего тела в поверхностях нагрева: подогревающих воду $q_{под}$; испаряющих воду $q_{исп}$ и перегревающих пар $q_{пер}$.

При использовании пара для выработки электроэнергии выгодно иметь температуру перегрева максимальной. Эта температура определяется качеством материала труб — стали.

В котельных установках на давление 4,0 МПа (40 кгс/см^2) перегрев пара осуществляют до 450°C; на более высокие давления — до 540—570°C. При высоких температурах пара перегреватель из легированных сталей размещается сразу же за топочной камерой. При этом пароперегреватель защищен фестоном из кипятильных труб или ширмами, освещенными факелом из топки, от шлакования (см. рис. 3-25).

В зависимости от направления движения пара через поверхности нагрева перегреватели принято различать (рис. 5-2) с противоточным (*а*), параллельно-точным (*б*) и смешанным или комбинированным (*в*) движением пара.

Наибольшее распространение в котельных агрегатах низкого давления пара имеют противоточные схемы. Для среднего и высокого давления пара применяют схемы со смешанным движением, при этом имея в виду некоторое снижение температуры металла, что следует из формулы (4-5), вследствие снижения ϑ и величины Q/H.

При любой схеме включения пароперегревателя в поток дымовых газов число параллельных труб, выходящих из коллектора и входящих в него, достаточно велико, из-за чего возникает возможность неравномерного распределения расходов пара по змеевикам. Неравномерность может быть следствием разных гидравлических сопротивлений змеевиков, различной степени обогрева, особенностей выбранной схемы подво-

да и отвода пара к коллекторам или схемы включений змеевиков и несколько сокращается при равномерном размещении подводящих и отводящих труб по длине коллектора.

Лишь в котлах малой производительности с небольшим числом змеевиков можно применять торцевой подвод и отвод пара. Иногда змеевики включаются прямо в барабан по его верхней образующей, после всех сепарирующих устройств. Чем выше давление и температура перегрева пара, тем большую долю из общего количества теплоты, воспринимаемой паром, необходимо передать в пароперегревателе (рис. 5-3).

На рисунке $q_{пер}$, $q_{исп}$ и $q_{под}$ — количество теплоты, приходящейся на перегрев пара, испарение и подогрев 1 кг воды при различных давлениях. Если потребителю требуется перегретый пар повышенных параметров $p=4$ МПа (40 кгс/см^2), $t_{пе}=450°$, то, как это видно из рис. 5-3, поверхности нагрева, подогревающие воду и перегревающие пар, передают 1 кг рабочего тела около 50% общего количества теплоты, сообщаемой в котельном агрегате.

Из рис. 5-3 видно, что с повышением давления доля теплоты, расходуемой на подогрев воды до кипения, заметно возрастает даже при предварительном подогреве воды паром — регенерации.

По положению труб пароперегреватели принято подразделять на вертикальные и горизонтальные. В выпускаемых котлах небольшой производительности низкого и среднего давления пара чаще находят применение пароперегреватели с вертикальным расположением труб (рис. 5-4). Увеличение производительности и давления приводит к горизонтальному расположению труб перегревателя, показанному на рис. 5-5.

При вертикальном расположении труб вся поверхность нагрева пароперегревателя обычно размещается в газоходе, соединяющем топочную камеру с конвективной шахтой; при горизонтальном — ее размещают и в конвективном газоходе.

Показанный на рис. 5-5 пароперегреватель котельного агрегата, рассчитанного на давление 4,4 МПа и температуру перегретого пара 440°С, частично расположен в газоходе *I* над топочной камерой и защищен от излучения четырехрядным фестоном, частично в конвективной шахте — газоходе *II*.

Пар в первую часть перегревателя, размещенную в газоходе *II*, поступает по трубам *1* непосредственно из барабана, затем после небольшого перегрева по трубам *3* из камеры *4* пар поступает в пароохладитель поверхностного типа *2*, а из него в поверхность, расположенную в газоходе *I*. Перегретый до номинальной температуры пар поступает в выходной коллектор *5*.

При вертикальном и коридорном расположении труб перегревателя трубы самоочищаются, что упрощает их очистку и ремонт.

Для дистанционирования и крепления, кроме подвески на трубах, используются углеродистые, жаростойкие, хромистые, хромоникелевые стали и жароупорный чугун. Подвеска вертикальных змеевиков перегревателя с помощью полос и тяг к каркасу показана на рис. 5-4,*б*.

Трубы перегревателя, размещенные на потолке газохода, имеют приваренные проушины — планки и с помощью тяг или крюков крепятся к балкам каркаса. При больших размерах поверхностей нагрева перегреватель конструктивно выполняют с выходящими из коллектора в одной плоскости несколькими змеевиками, что позволяет уменьшить общие габариты. Для этого применяют малые радиусы гибов змеевиков

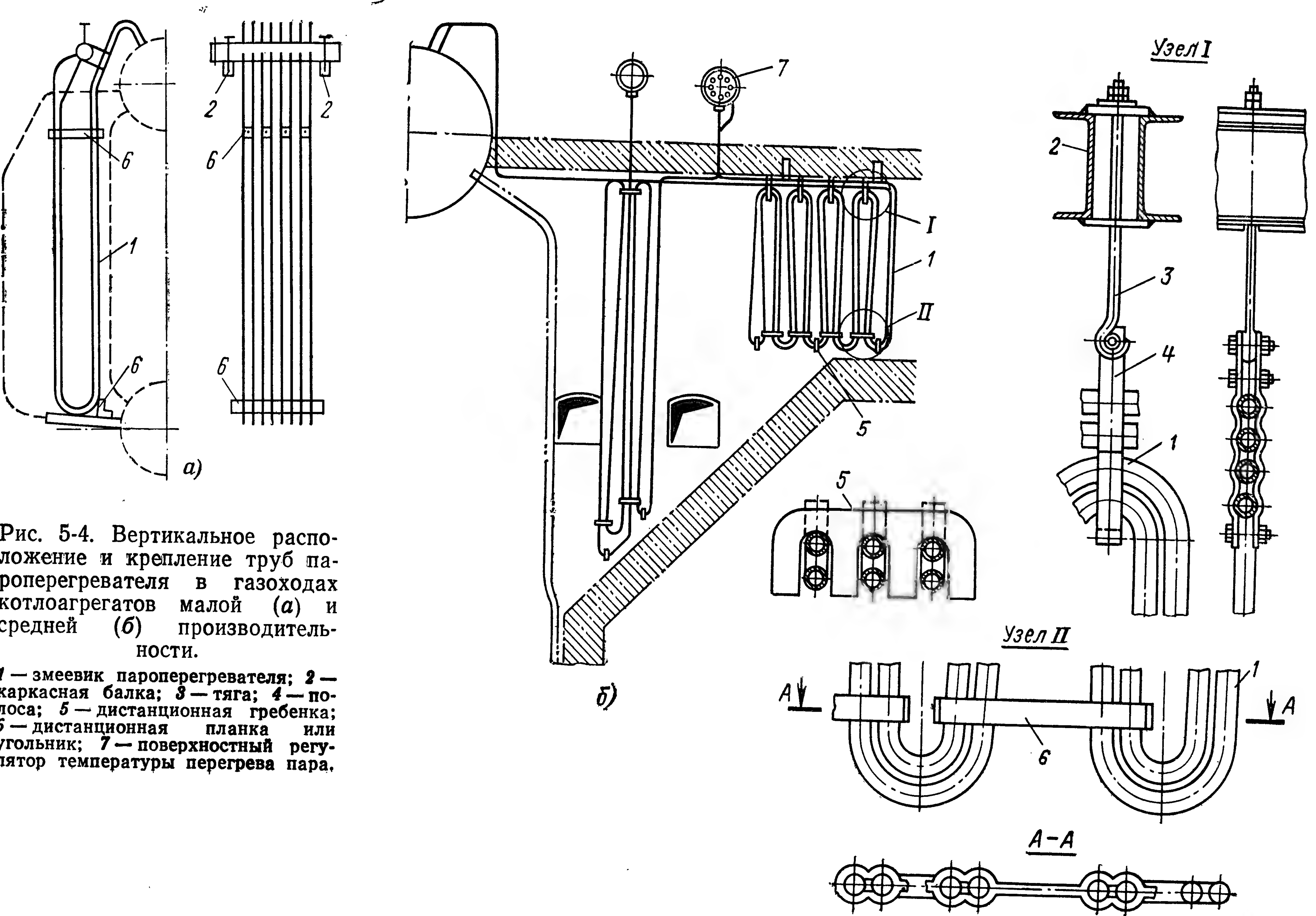


Рис. 5-4. Вертикальное расположение и крепление труб пароперегревателя в газоходах котлоагрегатов малой (*а*) и средней (*б*) производительности.

1 — змеевик пароперегревателя; 2 — каркасная балка; 3 — тяга; 4 — полоса; 5 — дистанционная гребенка; 6 — дистанционная планка или угольник; 7 — поверхностный регулятор температуры перегрева пара.

(2,5—3,0$d_н$). Змеевики изготовляют из труб с наружным диаметром $d_н$=28, 30, 32 и 38 мм и толщиной стенки s, равной 2,5—3,5 мм. В газоходе змеевики размещают с относительным шагом по ширине σ_1, равным 2,5—3,0.

При установке перегревателя за фестоном из кипятильных труб, при шлакующихся топливах и в области температур, бо́льших, чем 900°С, первые по ходу дымовых газов петли змеевиков (4—8) разрежают, увеличивая шаг σ_1. Тепловые перекосы газов и тепловые неравномерности по змеевикам в коллекторах перегревателей ликвидируются перемешиванием потоков пара или переводом его из одной половины агрегата в другую.

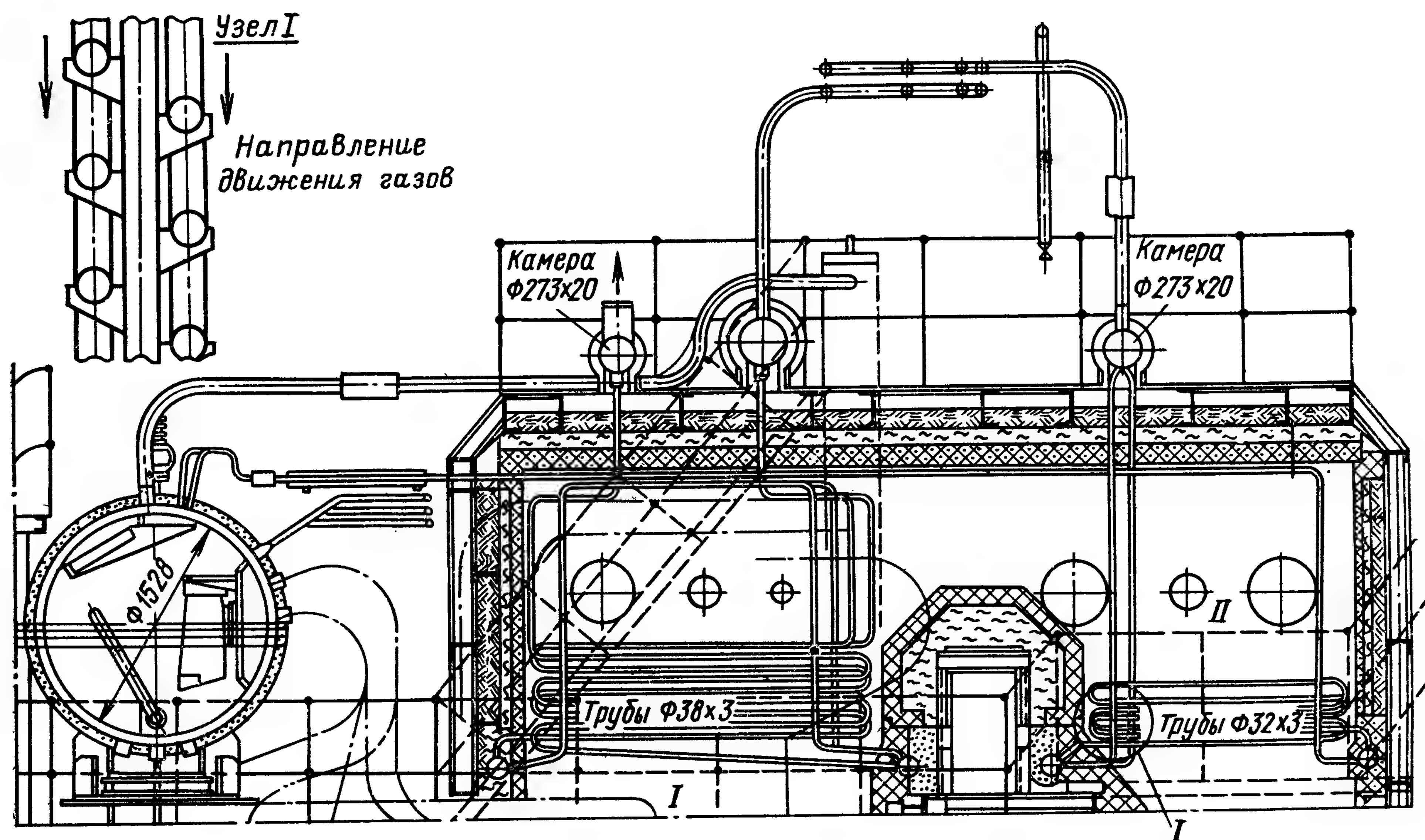


Рис. 5-5. Горизонтальное расположение труб перегревателя в двух газоходах за фестоном (*I*) и в конвективной шахте (*II*).

В коллекторе 7 размещены и устройства для регулирования температуры перегрева пара (рис. 5-4). Трубы к коллекторам присоединяются главным образом на сварке через специальные штуцера или непосредственно и на развальцовке; в последнем случае на противоположной образующей выполняется лючковый затвор.

Коллекторы перегревателей изготовляются из цельнотянутых труб, змеевики с коллекторами собирают обычно на заводах-изготовителях в законченные для монтажа блоки.

Для обеспечения надежного охлаждения труб перегревателя и получения в пароперегревателе небольшого падения давления около 10% от давления в барабане скорости пара принимаются при низких давлениях пара в пределах от 15 до 40 м/с; при средних — 15—25 м/с и при высоких — 12—20 м/с. Температура наружной стенки трубы перегревателя может быть определена по формуле (4-5).

Регулирование температуры перегретого пара осуществляется несколькими способами: с помощью поверхностных охладителей пара, впрыска воды в поток перегретого пара и изменением температуры и расхода дымовых газов.

В котлах малой и средней производительности часто применяют поверхностные охладители пара (см. рис. 5-4 и 5-5), размещенные в промежуточном коллекторе, куда поступает пар с небольшим перегревом. Схема включения пароохладителя в перегреватель и питательный тракт котла дана на рис. 5-6. Установка поверхностного пароохладителя на стороне насыщенного пара может и приводит к конденсации части пара, к неравномерному распределению пара по змеевикам и к разным температурам перегретого пара из параллельно включенных труб.

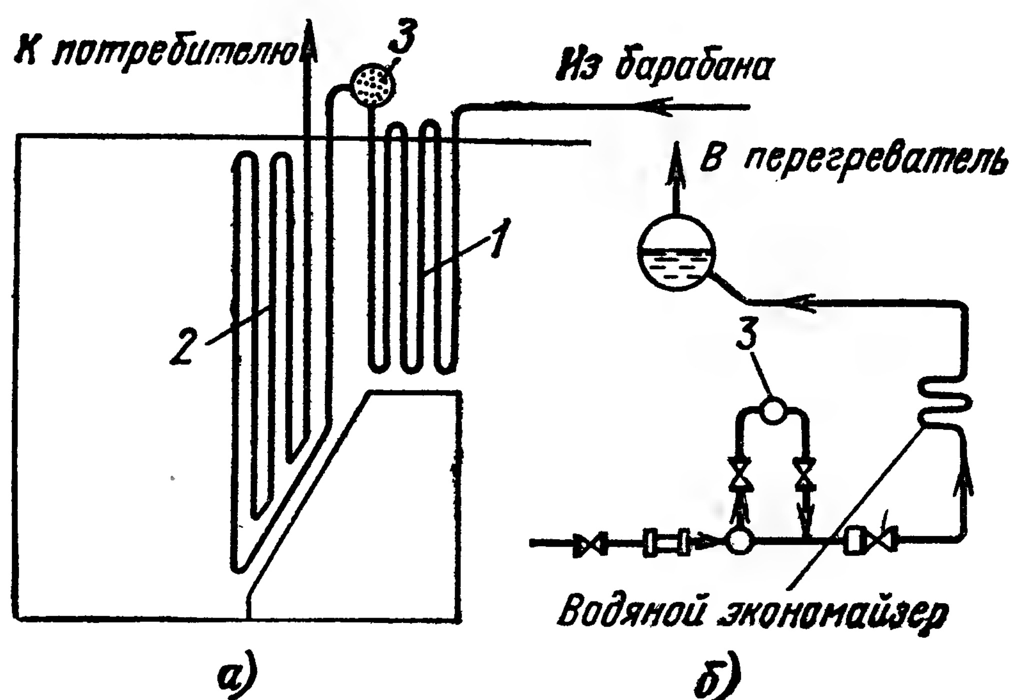


Рис. 5-6. Регулирование температуры перегретого пара поверхностным пароохладителем, включенным в рассечку перегревателя.

а — схема пароперегревателя: *1* — первая часть перегревателя; *2* — вторая часть; *3* — пароохладитель; *б* — схема включения пароохладителя в трубопроводы питательной воды.

При установке пароохладителя на стороне перегретого пара защита труб перегревателя от пережога невозможна, а конструкция пароохладителя усложнена из-за резких колебаний температуры металла и менее надежна по сравнению с пароохладителем на стороне насыщенного пара.

Регулирование впрыском воды может быть осуществлено подачей питательной воды в поток перегретого пара или подачей в перегретый пар конденсата, полученного за счет охлаждения насыщенного пара данного котлоагрегата. При впрыске питательной воды ее качество должно быть близким к конденсату во избежание заноса перегревателя и последующего пароводяного тракта солями.

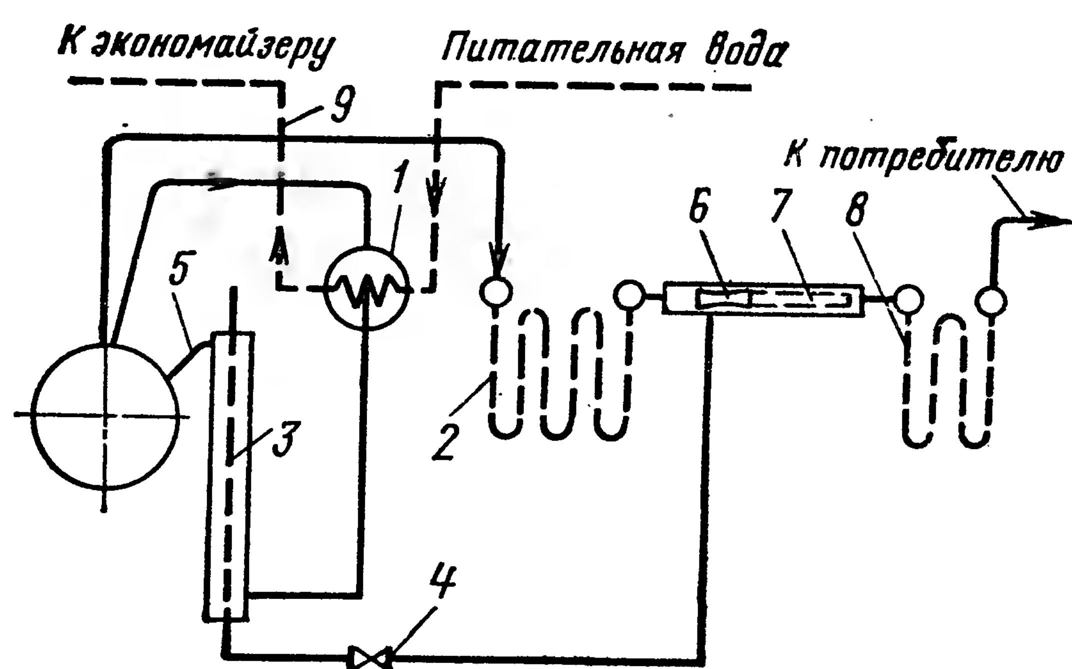


Рис. 5-7. Схема регулирования температуры перегретого пара впрыском собственного конденсата.

1 — конденсатор; *2* — первая часть пароперегревателя; *3* — бак для конденсата; *4* — регулирующий клапан; *5* — слив конденсата в барабан; *6* — сопло; *7* — защитный кожух; *8* — вторая часть пароперегревателя; *9* — труба, отводящая питательную воду к экономайзеру.

Впрыск собственного конденсата применяется на котлоагрегатах повышенного давления. Конденсат получается за счет пропуска части питательной воды через поверхностный конденсатор *1*, размещаемый в дополнительном коллекторе и собирается в сосуде *3* (рис. 5-7). Пар из барабана поступает в перегреватель *2* и в конденсатор *1*. В конденсаторе пар конденсируется за счет отдачи тепла питательной воде, подаваемой из трубопровода перед водяным экономайзером.

Полученный конденсат впрыскивается в пар, прошедший часть поверхностей нагрева пароперегревателя. Подогретая в конденсаторе вода возвращается в экономайзер.

Повышение температуры питательной воды ухудшает охлаждение дымовых газов, что приводит к снижению экономичности котлоагрегата.

Газовое регулирование можно осуществить, пропуская часть газов помимо перегревателя или применяя, например, схему, изображенную на рис. 5-8,*а*, которая основана на возврате (рециркуляции) дымососом *1* части дымовых газов с температурой ~300°C из газохода *2* за водяным экономайзером и на подаче их в топочную камеру *3*. При этом количество газов и их температуру в области пароперегревателя *4* можно изменять, т. е. влиять на температуру перегретого пара. Подавая дымовые (рециркулирующие) газы в топочную камеру, можно изменить температуру газов в конце топки и уменьшить тепловосприятие, хотя при этом и увеличивается количество дымовых газов и несколько возрастает коэффициент теплоотдачи соприкосновением.

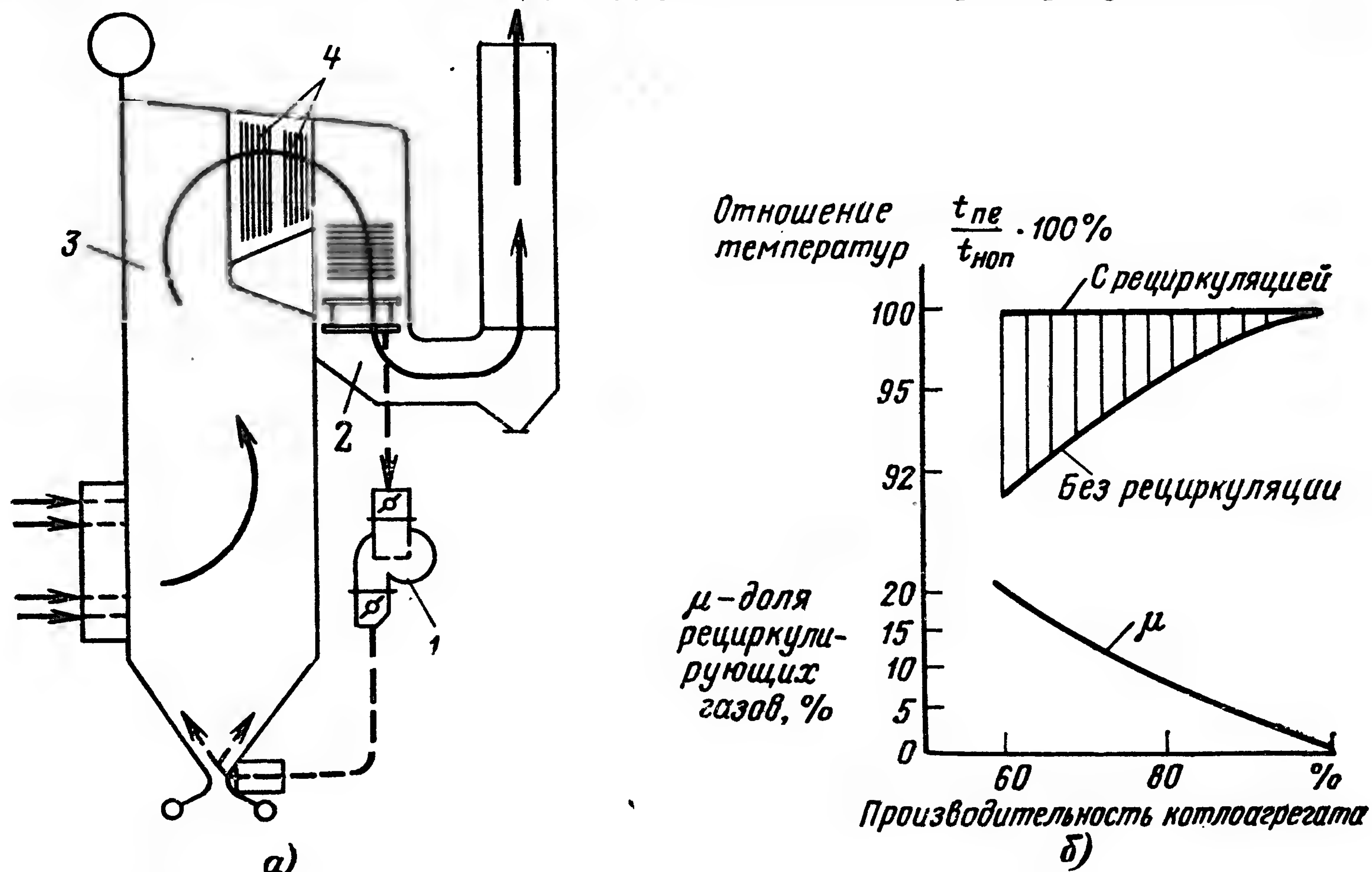


Рис. 5-8. Схема регулирования температуры перегретого пара рециркуляцией дымовых газов.

а — схема отбора дымовых газов: *1* — дымосос; *2* — газоход водяного экономайзера; *3* — топочная камера; *4* — пароперегреватель; *б* — изменение температуры пара и доли рециркулирующих газов с изменением паропроизводительности котлоагрегата.

Изменение отношений температур $t'_{пе}/t_{пе.ном}$ перегретого пара в зависимости от количества рециркулирующих дымовых газов μ и от общего их количества при разных нагрузках котлоагрегата показано на графике (рис. 5-8,*б*).

Для регулирования температуры перегрева в некоторых отечественных и зарубежных конструкциях котлоагрегатов широко используются параллельные газоходы, разделенные плотной перегородкой, в одном из которых расположен перегреватель и в другом — водяной экономайзер. Шиберы для изменения расхода газов через каждый из газоходов установлены за поверхностями нагрева в области пониженных температур газов.

5-3. ВОДЯНЫЕ ЭКОНОМАЙЗЕРЫ

Для снижения температуры дымовых газов, уходящих из котла, и подогрева питательной или реже сетевой воды применяют **водяные экономайзеры**, название которых связано с экономией топлива, получаемой при их установке. Водяные экономайзеры изготовляют из чугунных или из стальных труб.

Рис. 5-9. Чугунный водяной экономайзер ВТИ.

1 — труба; 2 — шпилька; 3 — гайка; 4 — шайба; 5 — прокладка из паронита; 6 — асбестовый шнур.

Рис. 5-10. Блок чугунного водяного экономайзера ВТИ.

1 — каркас; 2 — перепускные трубы-калачи.

Чугунные водяные экономайзеры применяют для подогрева воды при давлениях до 2,3 МПа (23 кгс/см²). В этих экономайзерах нельзя допускать закипания воды, поэтому конечная температура воды, поступающей в котел, должна быть ниже на 20—40°С температуры насыщенного пара в котле. При закипании воды возможны гидравлические удары и разрушение чугунных труб.

Чугунный водяной экономайзер ВТИ, выпускаемый отечественными заводами, представляет собой поверхность нагрева, собираемую из горизонтально лежащих труб с наружным диаметром 76×8 мм, на которых имеются поперечные ребра квадратной формы размером 150×150 мм, расположенные с шагом по длине в 25 мм. Детально такая труба показана на рис. 5-9. Каждая из труб соединяется с другой (соседней) трубой специальным чугунным коленом — «калачом» так, что вода последовательно проходит все трубы нижнего ряда, затем переходит в следующий ряд и т. д. вплоть до верхнего ряда, откуда она направляется в барабан (рис. 5-10).

Ребристые трубы по концам имеют прямоугольные фланцы с канавками. Фланцы образуют боковые стенки. Присосы воздуха сквозь щели между фланцами устраняют закладкой асбестового шнура в канавки. Трубы могут иметь длину от 1500 до 3000 мм; соответственно поверхность нагрева каждой трубы составляет от 2,18 до 4,49 м². Сведения о конструкции чугунных водяных экономайзеров см. [Л. 13].

Компонуются чугунные водяные экономайзеры ВТИ в тяжелой и легкой обмуровке вертикальными колонками. Рациональна компоновка

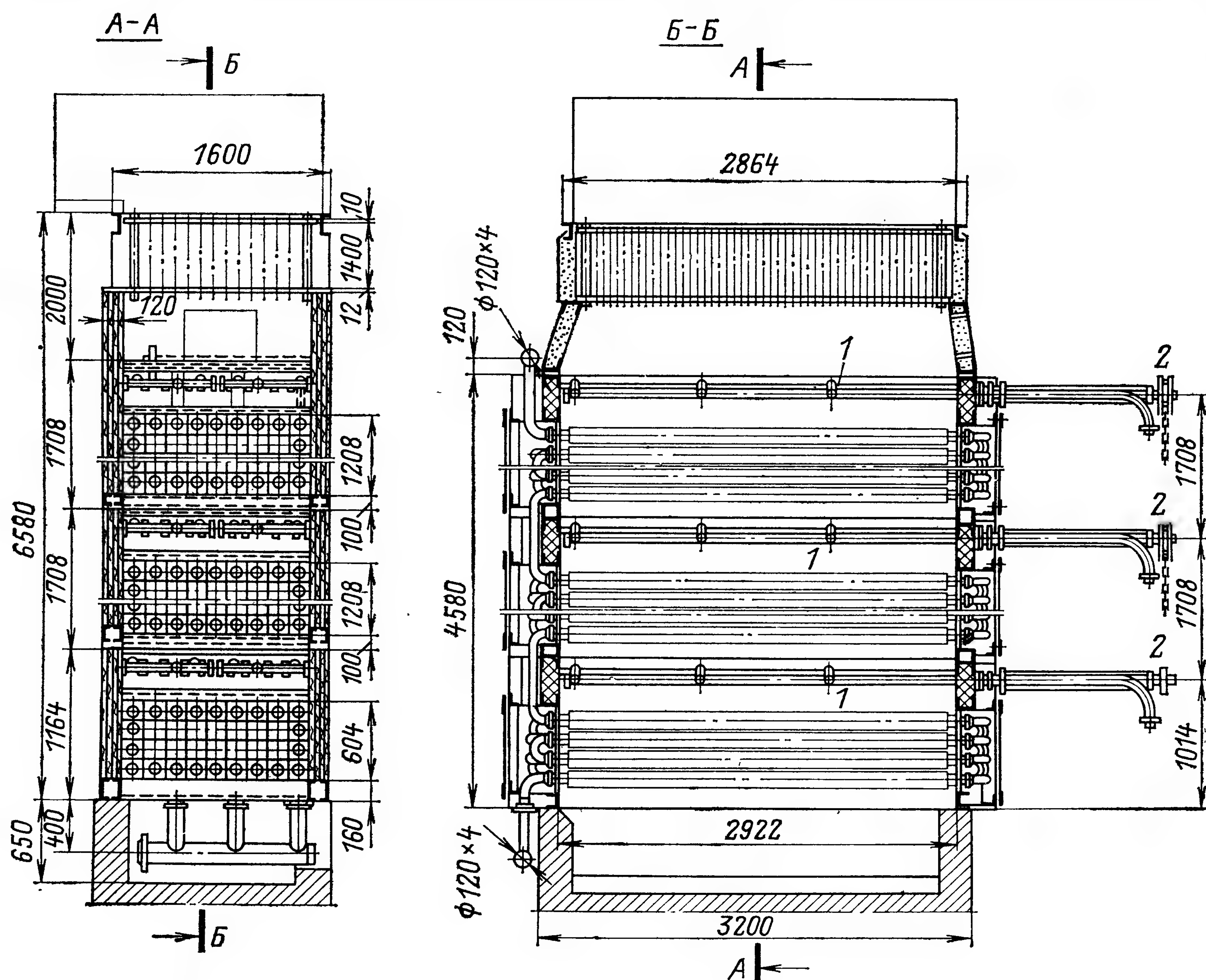


Рис. 5-11. Размещение обдувочных аппаратов в чугунных водяных экономайзерах ВТИ.
1 — обдувочный аппарат; 2 — привод.

чугунного водяного экономайзера блоками, например, из труб длиной 2000 мм, собранными на специальном каркасе *1*, с изоляцией и металлической обшивкой при массе блока от 3,7 до 16,2 т (рис. 5-10).

К нижней первой по ходу воды трубе и верхней последней присоединяются специальные патрубки и коллекторы для установки арматуры и приборов — воздушников, предохранительных клапанов, задвижек, обратных клапанов, термометров и манометров.

Для очистки от внешних отложений, особенно между ребрами, чугунные водяные экономайзеры снабжаются устройствами, предназначенными для обдувки наружных поверхностей труб паром или сжатым воздухом (см. § 5-6). Так как обдувка эффективна на определенной глубине труб, чугунные водяные экономайзеры компонуются в группы от четырех до восьми рядов труб, между которыми оставляется разрыв около 700 мм, где расположен обдувочный аппарат (рис. 5-11).

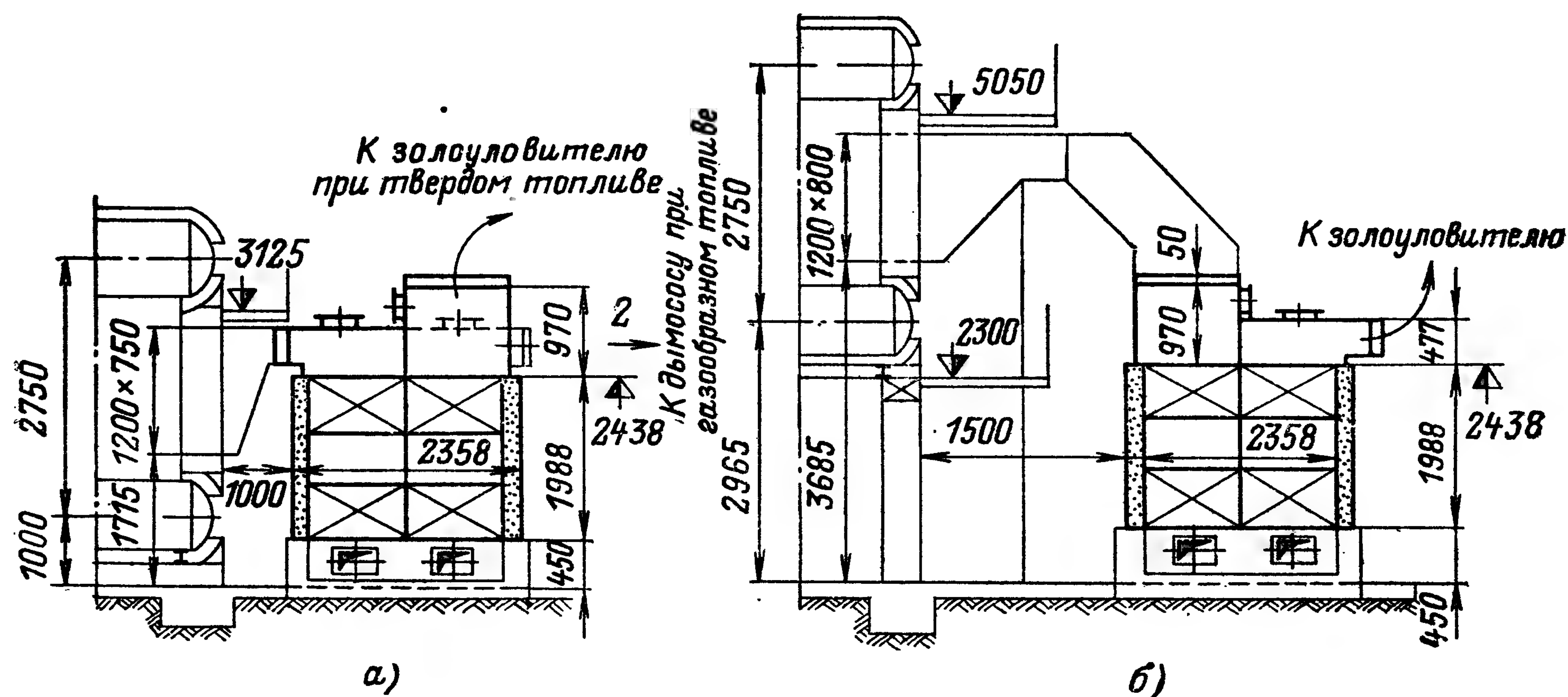


Рис. 5-12. Примеры компоновки чугунных водяных экономайзеров ВТИ с котлами типа ДКВР при расположении барабанов низком (*а*) и высоком (*б*).

Примеры компоновки блочных или выполненных в тяжелой обмуровке водяных экономайзеров системы ВТИ с котлами ДКВР 6,5-13 и 10-13, работающими на твердом или газообразном топливе, показаны на рис. 5-12. В компоновках с верхним выходом дымовых газов одинаковы высота и глубина колонки. Экономайзеры соединены с последним газоходом котла металлическим, изолированным коробом. При скорости дымовых газов 6—8 м/с значение коэффициента теплопередачи в экономайзере составляет 16—19 Вт/(м²·К) или 14—16 ккал/(м²·ч·°С). Скорость воды в трубах чугунного водяного экономайзера следует выбирать от 0,5 до 1,0 м/с. Гидравлическое сопротивление может быть найдено из выражения, Па или кгс/м²:

$$\Delta p=4{,}4w^2z, \qquad (5\text{-}1)$$

или

$$\Delta p=4{,}55w^2z. \qquad (5\text{-}2)$$

В выражениях:

w — скорость воды, м/с;

z — число последовательно включенных труб, шт.

При растопке котлоагрегата с чугунным водяным экономайзером для охлаждения экономайзера подается питательная вода; пока котельный агрегат не имеет достаточной паровой производительности, нагретая в чугунном экономайзере вода сливается в деаэратор или бак с пи-

тательной водой по так называемой «сгонной» линии. Это приводит к дополнительным потерям теплоты.

Чугунные водяные экономайзеры из-за большой толщины стенки труб более долговечны, чем стальные, даже при наличии внешней и внутренней коррозии труб. Это обстоятельство привело к их широкому распространению в небольших котельных установках. Основными недостатками их являются большие удельные габариты и масса, обусловленные невысокими значениями коэффициентов теплопередачи.

Стальные экономайзеры. Поверхность нагрева водяного экономайзера для средних и высоких давлений изготовляется из стальных труб небольшого диаметра в виде змеевиков, сходных со змеевиками

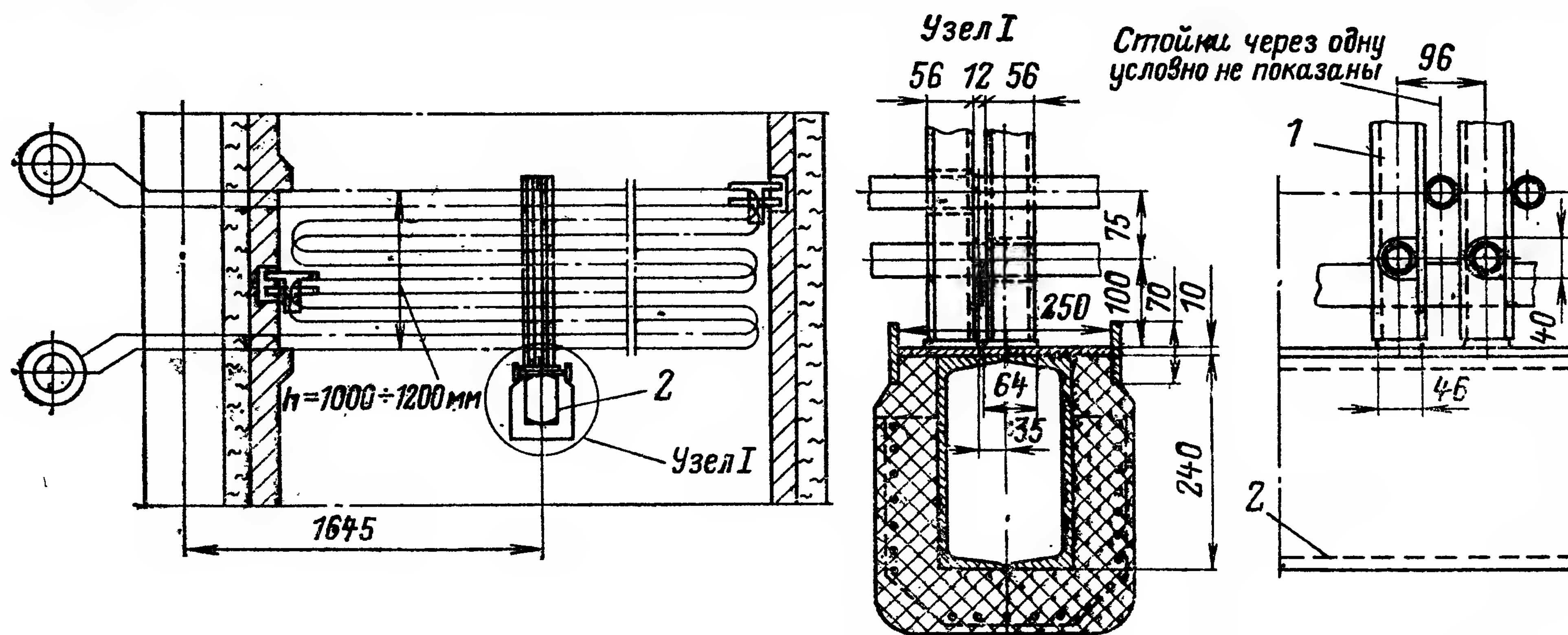


Рис. 5-13. Крепление пакета стального водяного экономайзера стойками к несущим балкам (узел *I*).

1 — стойки; *2* — балки.

пароперегревателя. В стальном водяном экономайзере подогрев воды можно осуществлять до любой температуры, а при непосредственном присоединении к барабану вода в экономайзере может не только нагреваться, но и частично испаряться, т. е. стальной водяной экономайзер может быть кипящего типа.

Повышение температуры питательной воды в системе регенерации теплоты, рост давления, тщательная деаэрация воды и экранирование топок привели к созданию конструкций стальных водяных экономайзеров (некипящих и кипящих). Первые могут быть выполнены из змеевиков в виде одного пакета, вторые рекомендуется выполнять из двух частей — одна, в которой вода при всех режимах работы только подогревается, и вторая, где может происходить частичное испарение воды.

Для уменьшения габаритов стальные водяные экономайзеры выполняются из гладких труб с наружным диаметром 26, 28, 30, 32 и 38 мм. Имеются предложения выполнять стальные водяные экономайзеры из труб с ребрами и плавниками.

Для интенсификации теплообмена и уменьшения наружного загрязнения гладких шахматно расположенных труб их относительный шаг поперек потока газов σ_1=2,3—3,0, что позволяет разместить между змеевиками опоры или подвески для труб, а шаг по глубине σ_2 принять равным от 1 до 1,5. Одинаковые проходы для газов образуются, если у пучка труб

$$s_1 - d_н = 2(s'_2 - d_н), \qquad (5\text{-}3)$$

где s'_2 — шаг труб по диагонали, мм. Радиусы гибов труб принимают равными от 1,5 до 2,0$d_н$.

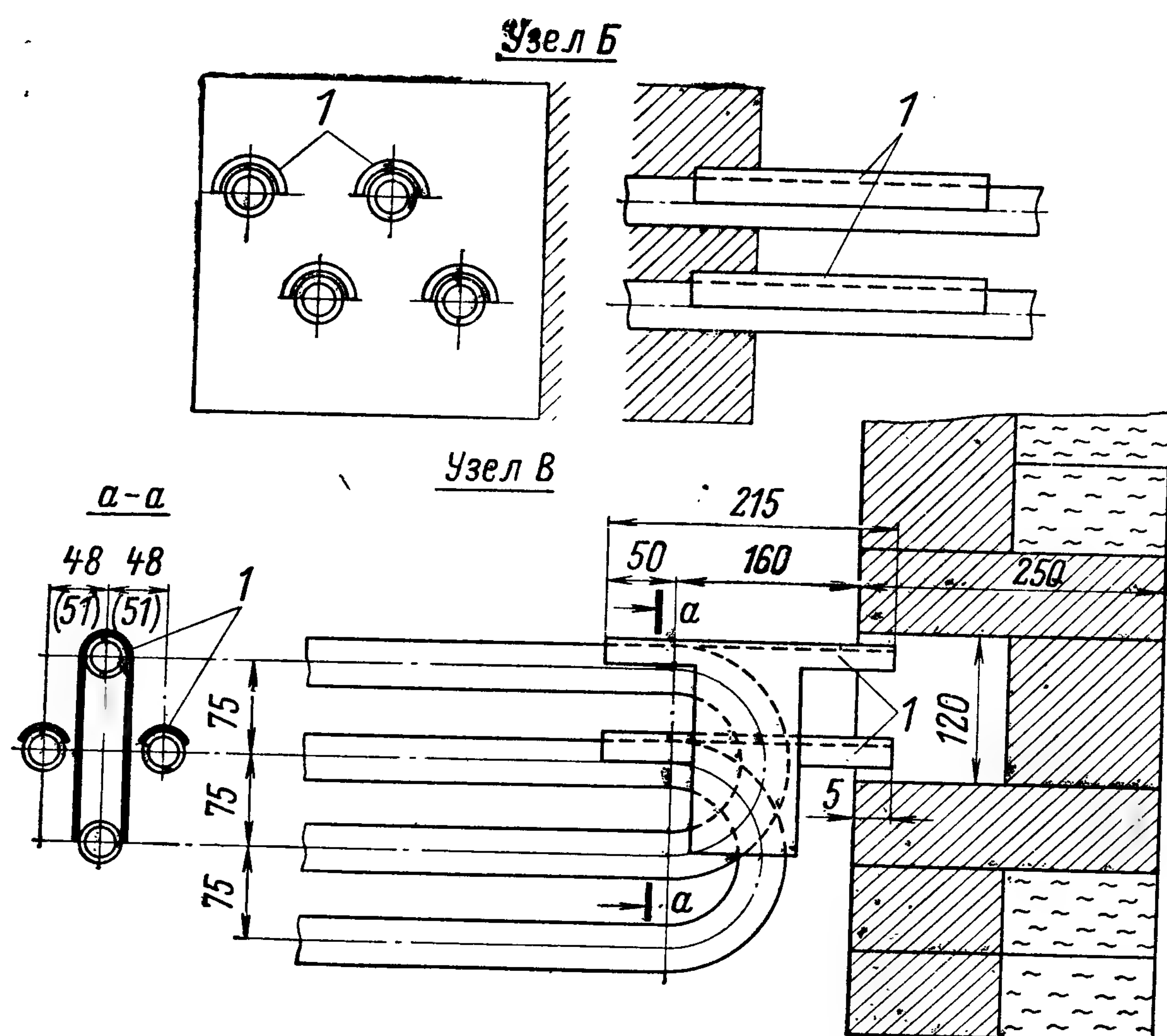


Рис. 5-14. Защита концов змеевиков стального водяного экономайзера от золового износа при проходе труб сквозь кладку (узел *Б*) и на гибах труб (узел *В*).

1 — накладки из листовой стали.

Движение дымовых газов в стальных водяных экономайзерах обычно осуществляется сверху вниз; ширина газохода принимается равной ширине котла. Для получения необходимых скоростей газов изменяют глубину газохода. Для предохранения труб водяного экономайзера от золового износа, возникающего при сжигании многозольных пылевидных топлив, скорость дымовых газов ограничивается в пределах 7—10 м/с.

Поверхность нагрева стального водяного экономайзера обычно распределяют по высоте на пакеты, каждый из которых не должен быть больше 1000—1200 мм. Между пакетами оставляют промежутки в 500—600 мм для возможности ремонта. По ширине газохода трубы водяного экономайзера закрепляются стойками (рис. 5-13), изготовленными из уголковой стали. Стойки опираются на изолированные и охлаждаемые воздухом балки, сваренные из швеллеров и закрепленные на каркасе. Концы змеевиков около кладки для защиты от золового износа покрываются специальными накладками (рис. 5-14). Скорость воды для смыва пузырьков воздуха или пара с внутренней стенки труб стального водяного экономайзера должна быть при номинальной нагрузке около 1,0 м/с и не уменьшаться ниже 0,4 м/с при движении воды снизу вверх.

На питательном трубопроводе до стального водяного экономайзера должны быть установлены запорный вентиль или задвижка, обратный клапан и при производительности котла более 0,56 кг/с (2 т/ч) автоматический регулятор питания. Кроме того, на нижнем коллекторе должны быть установлены запорные органы и трубопроводы для спуска воды, на верхнем — для удаления воздуха, а в удобных местах — устройства для отбора проб воды и измерения температур и давления.

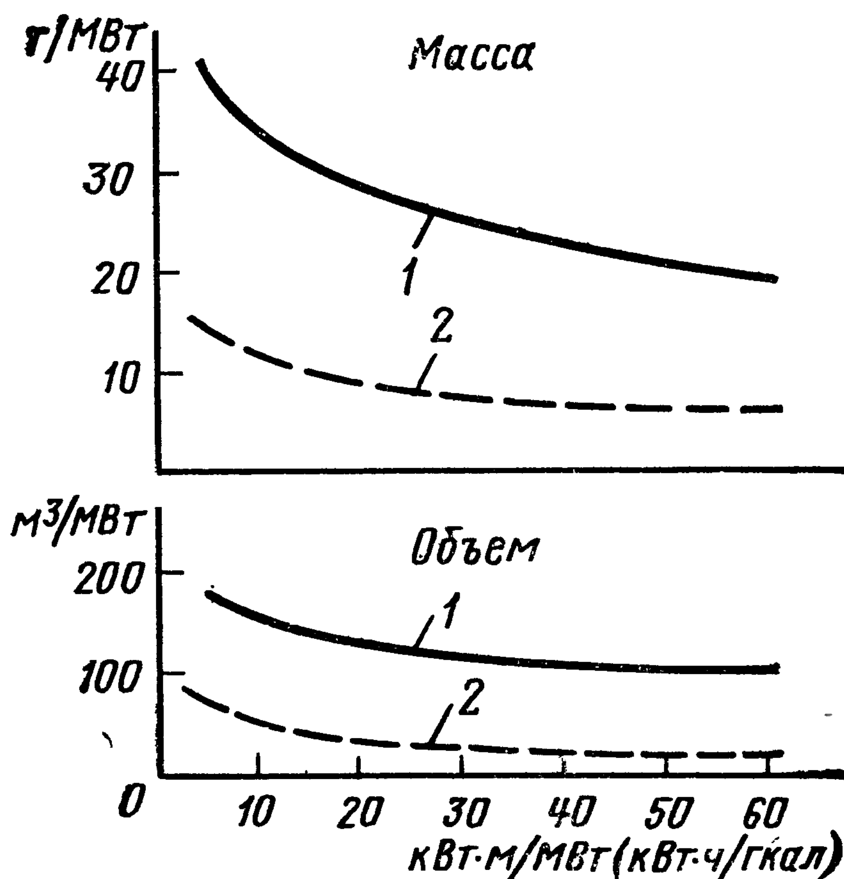


Рис. 5-15. Сопоставление объема и массы чугунных и стальных водяных экономайзеров при тепловосприятии 1 МВт (1 Гкал) и различном газовом сопротивлении (при разных скоростях газов).

1 — чугунный экономайзер; *2* — стальной экономайзер.

Для сопоставления массы и габаритов чугунных и стальных водяных экономайзеров при равном тепловосприятии приведен рис. 5-15, показывающий значительное превышение габаритов и массы чугунного водяного экономайзера по сравнению со стальным.

Стоимость же единицы поверхности нагрева стального и чугунного водяных экономайзеров ниже, чем стоимость единицы испаряющих поверхностей нагрева.

Поэтому для подогрева питательной воды до кипения применяют экономайзерные поверхности нагрева, выполняемые из труб с чисто поперечным омыванием дымовыми газами.

5-4. ВОЗДУХОПОДОГРЕВАТЕЛИ

При сжигании влажных или малореакционных топлив для интенсификации их зажигания и горения применяют подогрев воздуха, поступающего в топку в воздухоподогревателях[1]. Пределы подогрева определяются возможными температурами максимального нагрева воздуха, допустимого охлаждения дымовых газов и конструкцией топочного устройства.

Подогрев воздуха в слоевых топочных устройствах во избежание повреждения их конструкций не превышает 200—250°C и для некоторых сортов топлива, сжигаемых в этих топках, вообще не нужен. Подогрев воздуха для твердых топлив, сжигаемых в камерных топках, доходит до 350—450°C. Возможность подогрева воздуха в камерных топках ограничивается тем, что воздухоподогреватель устанавливается после водяного экономайзера в области невысоких температур дымовых газов. Следует иметь в виду, что дымовые газы из-за их большей теплоемкости и количества по сравнению с воздухом охлаждаются медленней, чем нагревается воздух. При охлаждении дымовых газов на 1,0°C воздух нагревается на 1,2—1,5°C, что уменьшает величину температурного напора.

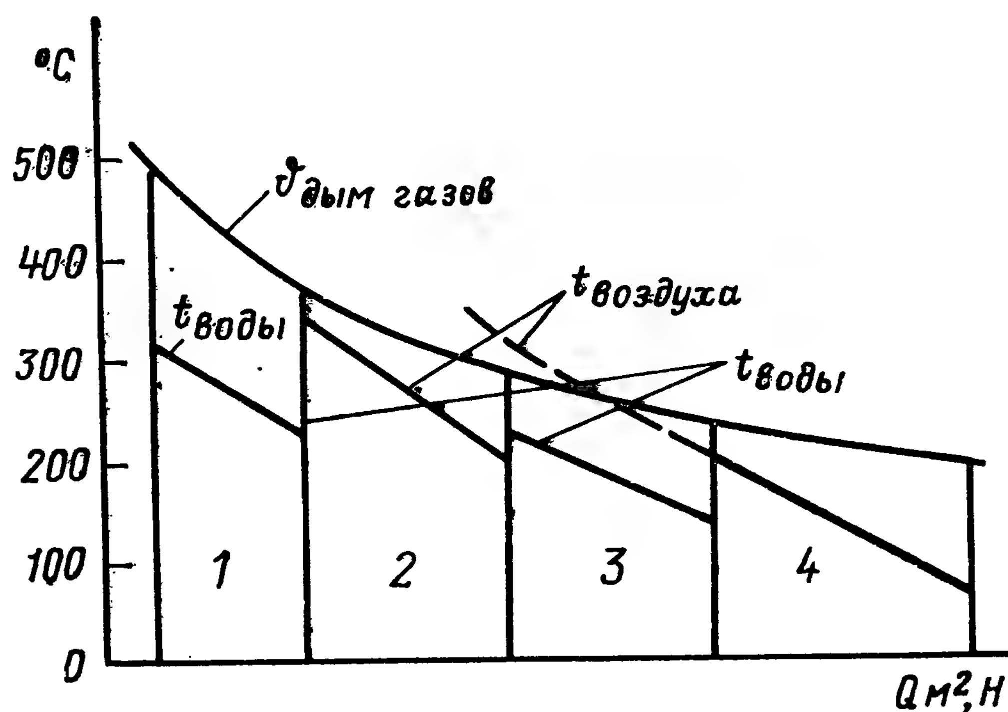


Рис. 5-16. Изменение температур дымовых газов, воды и воздуха в хвостовых поверхностях нагрева при разных компоновках водяного экономайзера и воздухоподогревателя.

1 — водяной экономайзер II ступени; 2 — воздухоподогреватель II ступени; 3 — водяной экономайзер I ступени; 4 — воздухоподогреватель I ступени.

Для максимального нагрева воздуха и глубокого охлаждения дымовых газов применяется разделение воздухоподогревателя на две части по ходу газов и размещение между ними первой части водяного экономайзера — так называемое расположение поверхностей нагрева в рассечку. Такое расположение позволяет увеличить температурные напоры и получить требуемый подогрев воздуха (рис. 5-16). При размещении воздухоподогревателя за водяным экономайзером в одном пакете (см. пунктирную линию на рис. 5-16) осуществить такой подогрев невозможно.

Степень охлаждения дымовых газов зависит от свойств сжигаемого топлива, содержания в нем серы, стоимости топлива и металла,

[1] В крупных агрегатах подогрев воздуха применяют для всех топлив.

а также от величин сопротивления воздухоподогревателя по воздуху и газам — расхода энергии на их преодоление.

При сжигании топлив с большим содержанием серы осуществляется предварительный подогрев воздуха в калориферах паром или применяется возврат (рециркуляция) части горячего воздуха во всасывающий патрубок вентилятора, а иногда применяется повышение температуры уходящих газов.

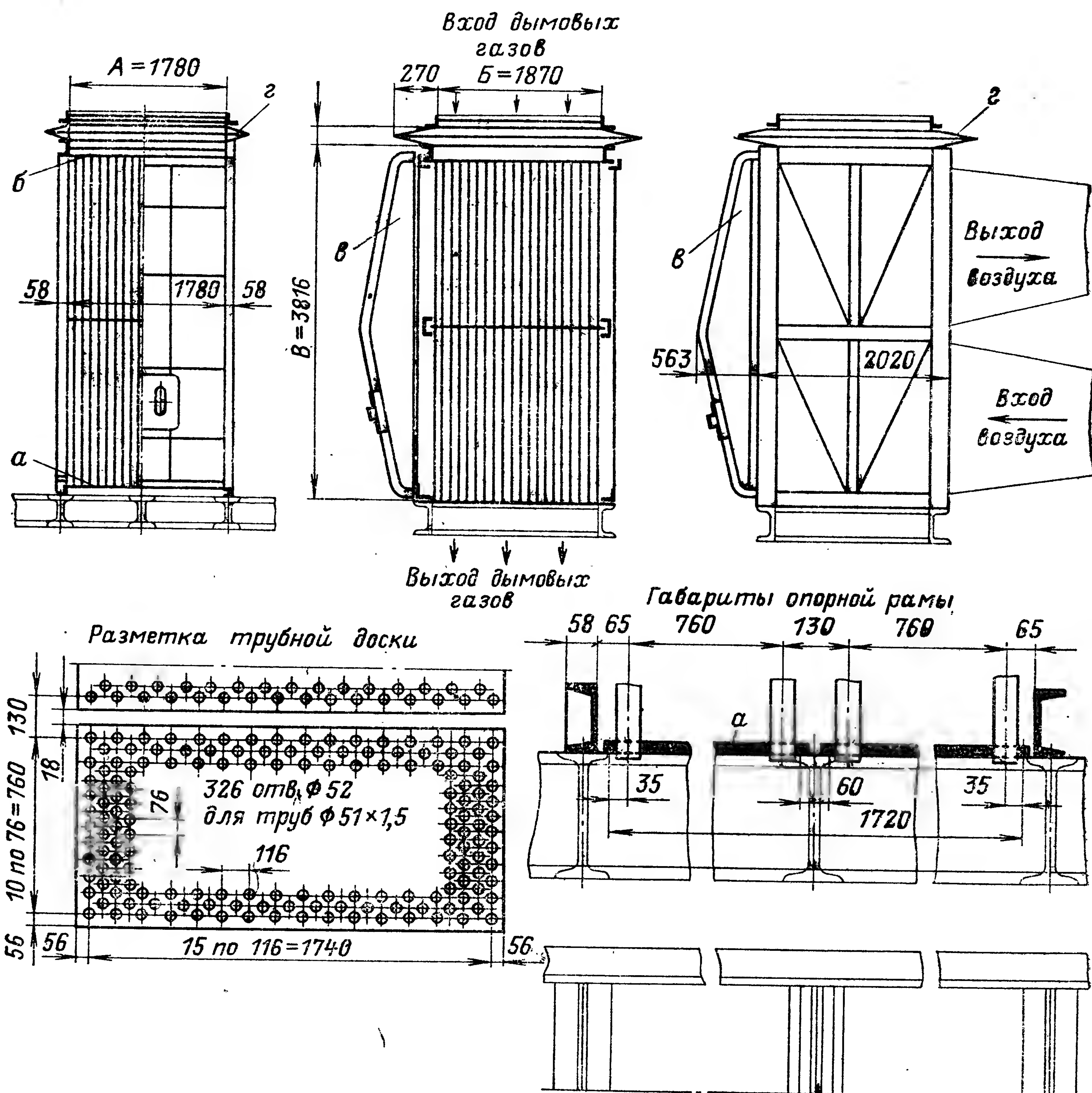


Рис. 5-17. Общие виды и основные узлы стального трубчатого воздухоподогревателя.
а — нижняя трубная доска; *б* — верхняя доска; *в* — перепускной короб для воздуха; *г* — компенсатор.

По принципу тепловой работы воздухоподогреватели делятся на рекуперативные, в которых нагрев воздуха осуществляется за счет охлаждения стенки (трубы, пластины), нагреваемой с другой стороны дымовыми газами, и регенеративные, у которых сначала дымовые газы нагревают теплоемкий материал (волнистые стальные листы, пустотелые керамические тела, металлические шарики и др.), а затем этот материал нагревает воздух. Поверхность нагрева регенеративного воздухоподогревателя попеременно омывается дымовыми газами и воздухом.

Широкое распространение получили стальные трубчатые воздухоподогреватели (рис. 5-17), в которых дымовые газы проходят внутри труб, омываемых снаружи воздухом. Воздухоподогреватели состоят из нижнего и верхнего стальных листов (трубных досок) с отверстиями, в которые вставлены трубы, закрепляемые на сварке и образующие так называемый куб.

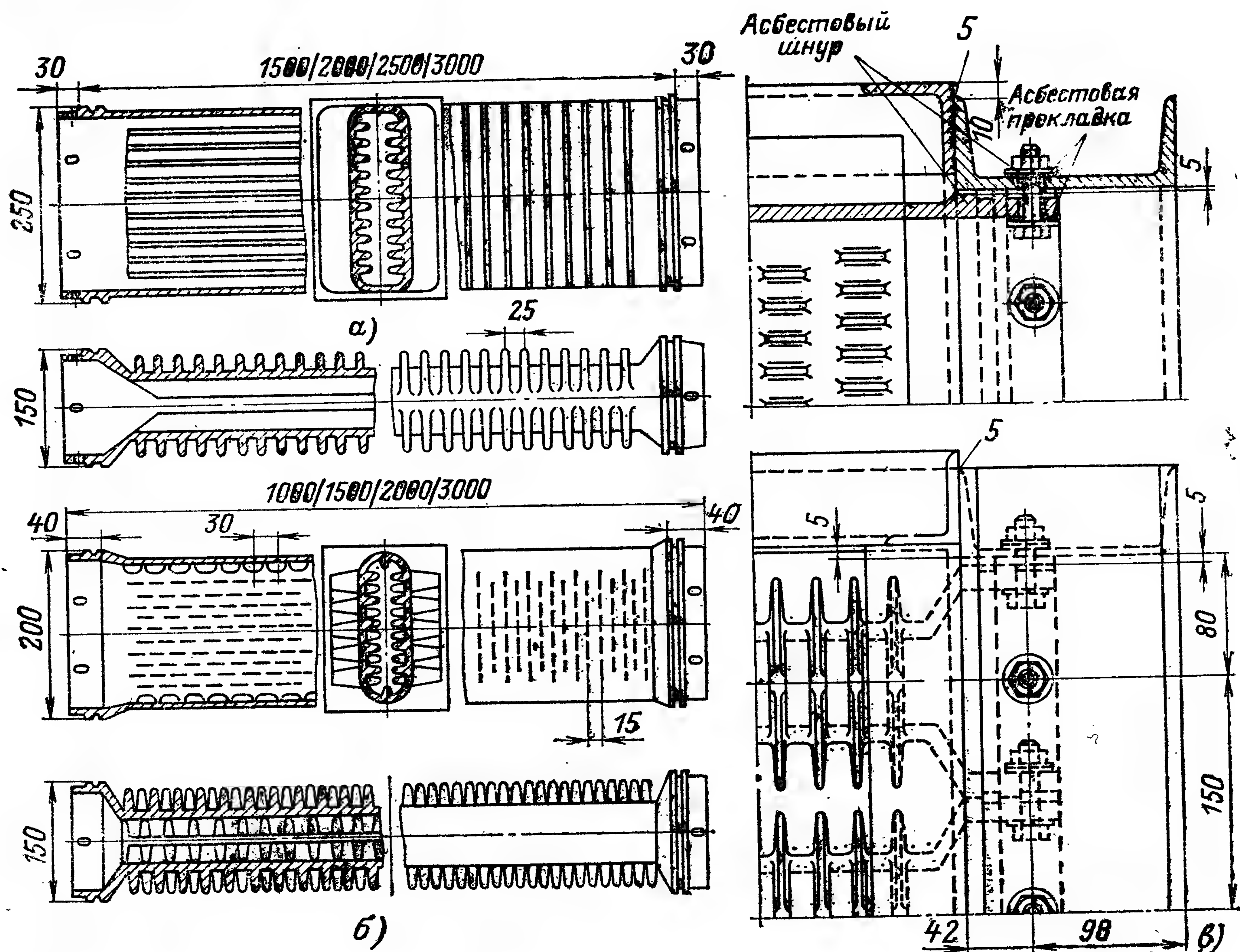


Рис. 5-18. Чугунные трубы воздухоподогревателей.

а — с ребрами; *б* — с зубцами; *в* — соединение труб между собой и с каркасом.

Для изготовления воздухоподогревателей применяют электросварные трубы с наружным диаметром 51 и 40 мм и толщиной стенки 1,5 мм. Трубные доски изготовляют из стали марки 10 с толщиной листа для нижней доски 20—25 мм и верхней — 15—20 мм. Минимальные расстояния между отверстиями определены прочностными и технологическими условиями — для труб $d_н$=51 мм около 11 мм и для труб $d_н$=40 мм около 9 мм. Высота куба определяется механической прочностью труб, их диаметром и составляет для труб $d_н$=51 мм до 8 м и 40 мм — до 5 м.

Для осуществления нескольких ходов воздуха в кубе устанавливают промежуточную трубную доску из тонкого стального листа, а со стороны, противоположной входу воздуха, присоединяют перепускной колпак, в котором воздух изменяет направление движения. С боковых сторон кубы закрываются металлическими листами с закрепленной на них тепловой изоляцией. Кубы устанавливаются на металлические рамы, опирающиеся на каркас или фундамент.

При сжигании беззольного топлива иногда применяют трубчатые воздухоподогреватели, в которых дымовые газы омывают трубы снару-

жи, а воздух проходит внутри труб (обращенная компоновка), что позволяет уменьшить требуемую поверхность нагрева за счет увеличения коэффициента теплоотдачи со стороны газов.

Кроме стальных трубчатых воздухоподогревателей в котельных агрегатах малой производительности, работающих на высокосернистых топливах, иногда применяют чугунные трубчатые воздухоподогреватели. Конструкция этих воздухоподогревателей (рис. 5-18) представляет собой овальную трубу с наружными прямоугольными поперечными ребрами или зубцами с размером 150×200 или 150×250 мм и расстоянием

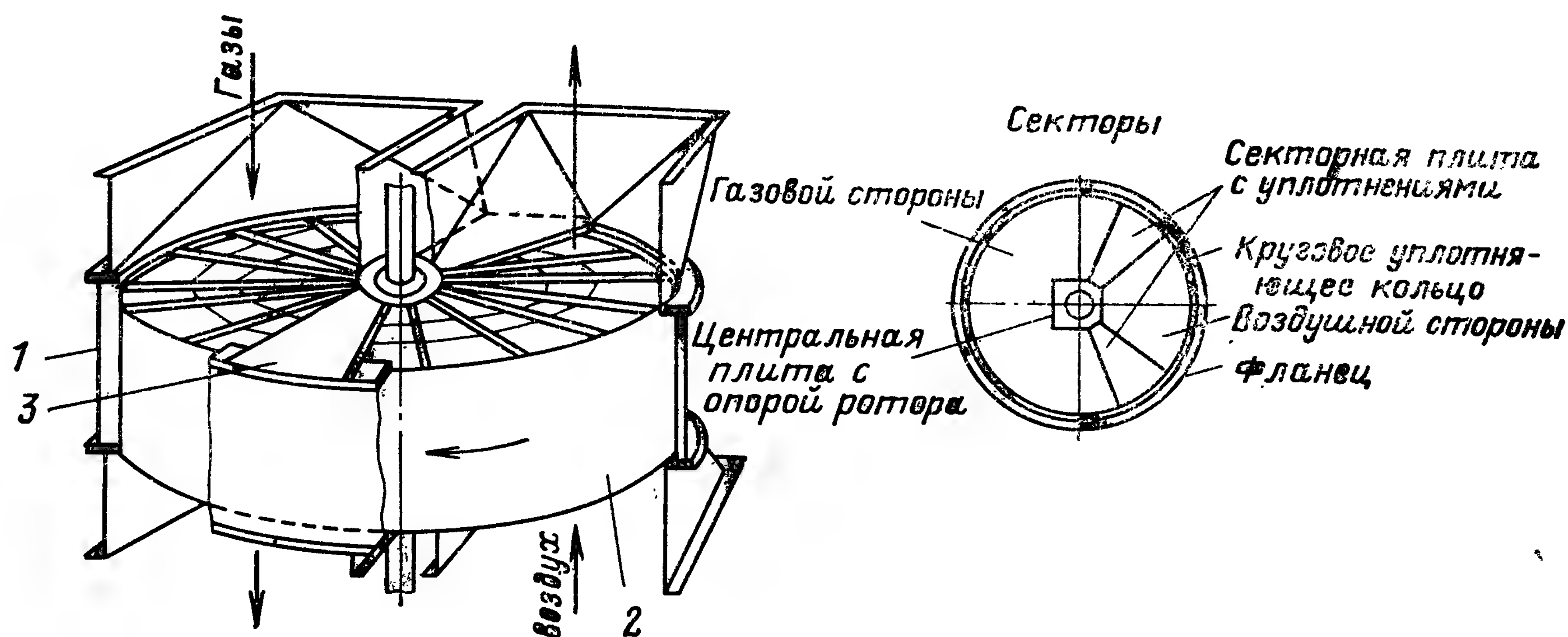


Рис. 5-19. Регенеративный воздухоподогреватель с набивкой из стальных листов.
1 — кожух; *2* — ротор; *3* — плита сектора.

между ними 25 или 30 мм. Внутри овальной трубы вдоль оси также расположены зубцы или ребра для увеличения отдачи теплоты от стенки. Концы труб имеют фланцы прямоугольной формы и выступ для сборки в пакеты с уплотнением стыка фланцев асбестом и зазором между фланцем и каркасом в 5 мм.

Дымовые газы омывают овальные трубы поперечным потоком, воздух проходит внутри труб. Из-за наличия внешних ребер необходима регулярная очистка таких воздухоподогревателей от отложений со стороны газов.

Скорость дымовых газов в стальных и чугунных трубчатых воздухоподогревателях во избежание забивания труб золой принимают в пределах 10—15 м/с, но не ниже 8 м/с.

Отношение скорости воздуха к скорости дымовых газов должно составлять для стальных труб 0,5; для чугунных ребристо-зубчатых — 0,7 и для ребристых — 1,0. Температуры горячего воздуха и уходящих газов приведены в табл. 2-13.

Общий вид регенеративного воздухоподогревателя, состоящего из кожуха *1*, в котором вращается ротор *2*, приведен на рис. 5-19. На рисунке дан вид на воздухоподогреватель сверху с указанием секторов *3* с плитами, радиальными и круговыми уплотнениями.

Дымовые газы входят сверху над ротором в короб с сечением, равным примерно 2/3 живого сечения ротора, нагревают металлические пластины — набивку (профиль которых указан в табл. 2-19) и выходят вниз в короба — газоходы, идущие к золоуловителю и дымососу.

Холодный воздух поступает снизу по коробам от вентилятора, нагревается от горячей набивки ротора, отводится вверх в короба и поступает к горелкам и мельницам.

Ротор закреплен в специальной опоре и подшипнике и имеет малую частоту вращения (4—8 об/мин). Привод ротора осуществляется через редуктор от электродвигателя, размещаемого снизу, вверху или сбоку ротора.

Масса 1 м^2 поверхности нагрева регенеративного воздухоподогревателя существенно меньше, чем у стального трубчатого; невелики и сопротивления движению газа и воздуха, а также расход электроэнергии на привод.

Температура металла набивки регенеративного воздухоподогревателя при одинаковых входных и выходных температурах дымовых газов и воздуха выше, чем у стального трубчатого воздухоподогревателя. Поэтому интенсивность коррозии регенеративного воздухоподогревателя ниже.

Основным недостатком регенеративных воздухоподогревателей является большая перетечка воздуха в дымовые газы через радиальные и круговые периферийные уплотнения, так как трудно выполнить и поддержать их плотными при изменяющихся из-за нагрева размерах ротора. Диаметр ротора может достигать 12—15 м. Перетечки воздуха в регенеративных воздухоподогревателях составляют 15—20% вместо 5—10% в трубчатых. Размещают регенеративные воздухоподогреватели отдельно от конвективной шахты котлоагрегата и часто вне здания котельной. Удаляются отложения в набивке промывкой щелочной водой под давлением.

Регенеративные воздухоподогреватели обладают по сравнению с трубчатыми большей компактностью.

5-5. АРМАТУРА

Все поверхности нагрева котлоагрегата, заполненные рабочим телом и находящиеся под давлением, соединяются трубопроводами с арматурой.

К арматуре относятся устройства и приборы, служащие для управления работой элементов и частей котельного агрегата, находящихся под давлением, для включения, регулирования и отключения трубопроводов для воды, пара или предохраняющие от превышения давления. К арматуре также принято относить основные контрольные приборы — водоуказательные стекла для наблюдения за уровнем воды в барабане и манометры.

Основной арматурой, устанавливаемой на котельном агрегате, являются задвижки, вентили и клапаны. По способу соединения с трубопроводами арматуру разделяют на фланцевую, муфтовую и вварную. Арматура с фланцами соединяется с требуемыми участками трубопроводов установкой ее и закреплением в соответствующих фланцах шпильками. В местах соединения арматуры с фланцами устанавливаются прокладки или уплотнения.

Задвижка с фланцами показана на рис. 5-20,*а*. Задвижка имеет чугунный корпус с крышкой и диски, закрепленные на шпинделе. При вращении маховика диски (задвижки) перемещаются вверх при открывании и вниз при закрытии; с помощью клина диски прижимаются к корпусу, перекрывая проходное отверстие. Установка задвижки на трубопроводе, с фланцами которого она соединяется шпильками, показана на рис. 5-20,*б*.

Для уменьшения возможности нарушения плотности и вытекания среды через сальник шпиндель задвижки выполняют только вращающимся.

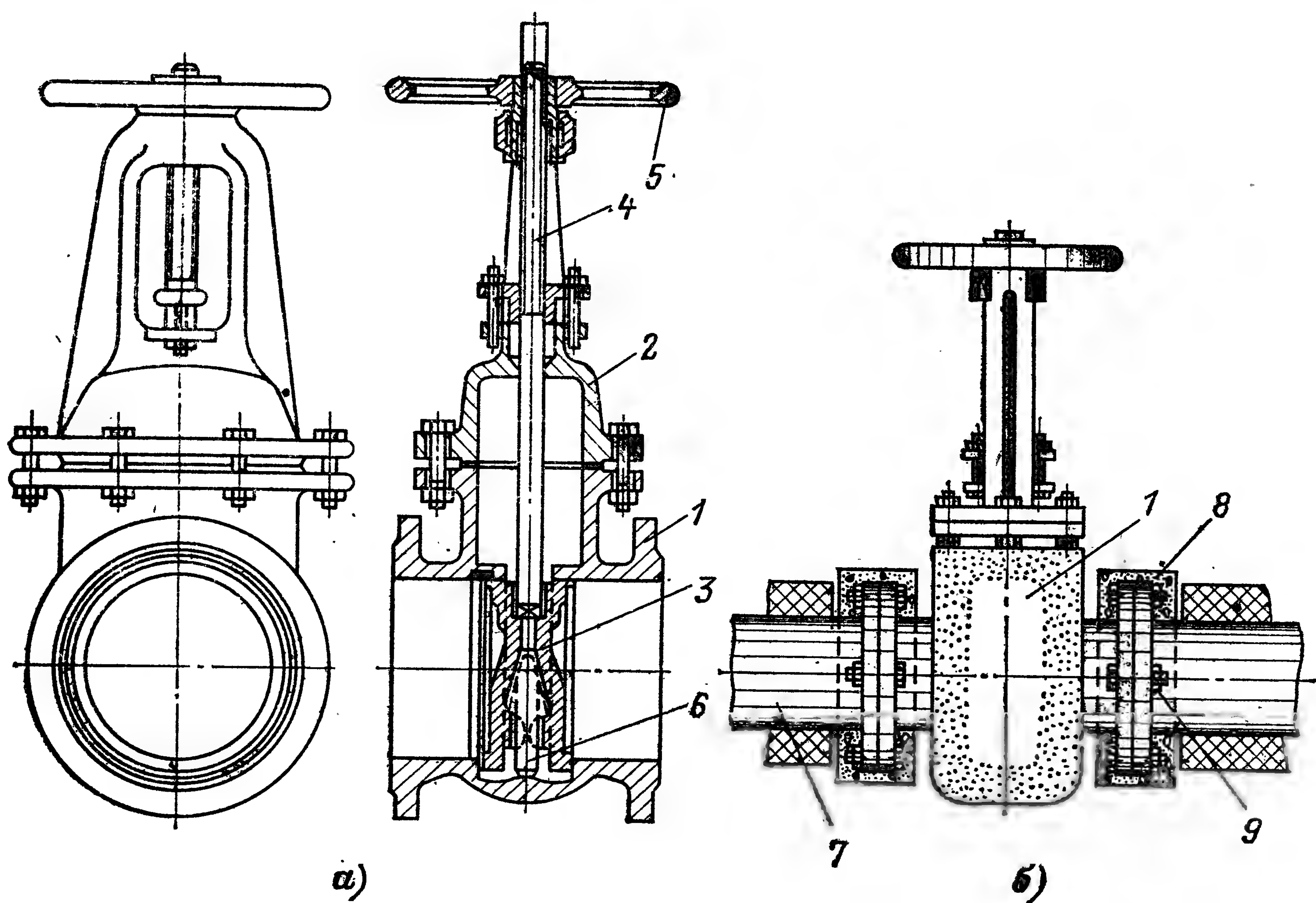


Рис. 5-20. Задвижка чугунная с фланцами и ее установка на трубопроводе.
1 — корпус с фланцами; *2* — крышка; *3* — диски; *4* — шпиндель; *5* — маховик; *6* — клин; *7* — трубопровод; *8* — фланцы; *9* — шпильки с гайками.

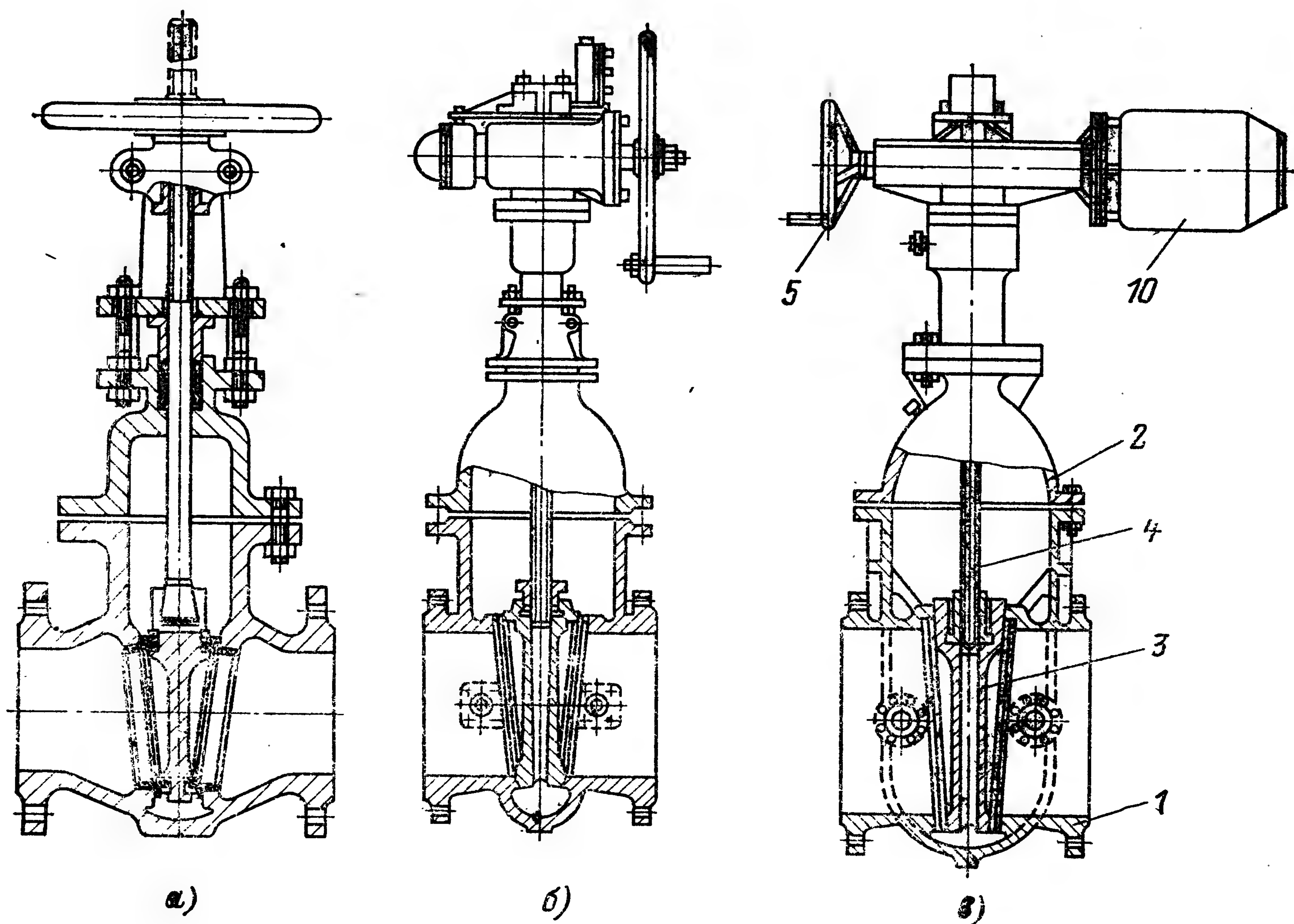


Рис. 5-21. Задвижки стальные клинового типа с приводом.
а — ручным; *б* — ручным с редуктором; *в* — от электродвигателя 10 с редуктором. Остальные обозначения даны на рис. 5-20.

Чугунные задвижки применяются на давление примерно до 1 МПа (10 кгс/см²).

Стальные задвижки (рис. 5-21) применяются для более высоких давлений и температур среды свыше 200°С и труб с диаметром больше 400 мм. Задвижки изготовляются с ручным приводом, ручным приводом и с редуктором и с комбинированным приводом — ручным с редуктором и от электродвигателя. Последний тип задвижек необходим при автоматическом регулировании процессов.

Для главных паропроводов в основном применяют задвижки без фланцев, соединяемые с трубопроводом при помощи сварки и имеющие зубчатую (коническую или цилиндрическую) передачу от привода к шпинделю. Привод может быть ручным на месте установки задвижки или с помощью шарнира Гука дистанционным, а также от электродвигателя.

Общий вид бесфланцевой задвижки с конической зубчатой передачей на условное давление до 10 МПа (100 кгс/см²) с проходами от 150 до 300 мм приведен на рис. 5-22.

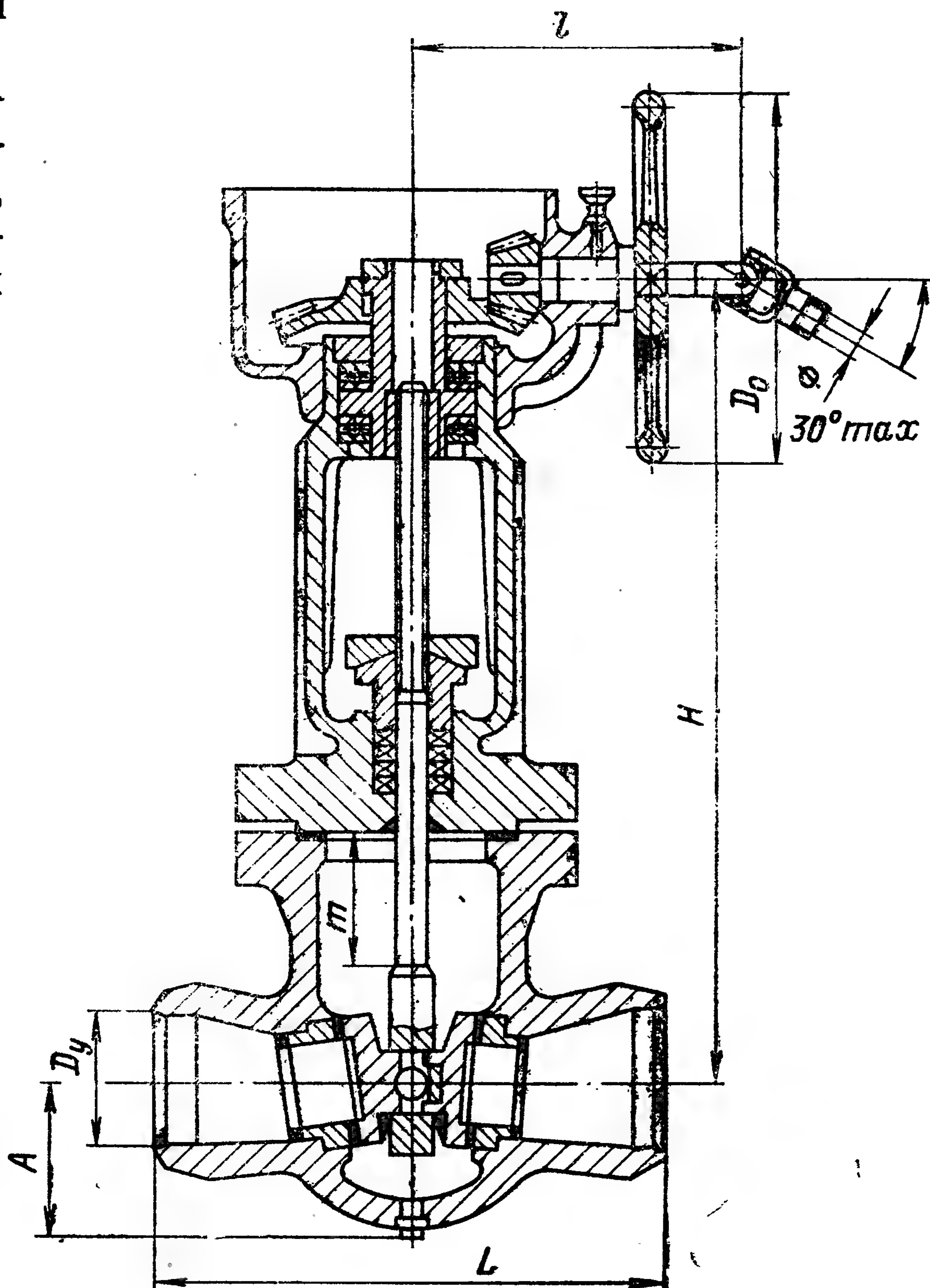


Рис. 5-22. Задвижка стальная без фланцев, соединяемая с трубопроводом на сварке.

Широко применяются **вентили** разных конструкций и назначения. В отличие от задвижек с двумя уплотняемыми плоскостями вентиль имеет одну уплотняемую плоскость. Следует иметь в виду, что из-за поворота потока жидкости потеря напора в вентилях больше, чем в задвижках. В зависимости от параметров протекающей среды и размеров вентили могут соединяться с трубопроводом на фланцах, на резьбе или с помощью сварки. Вентили могут иметь плоский или игольчатый клапан. Для дросселирования используют вентили с игольчатым клапаном, а вентили с плоскими уплотняющими поверхностями применяют в качестве запорных.

На рис. 5-23 показан запорный вентиль, соединяемый с трубопроводом на сварке и имеющий привод через зубчатую передачу *1* от шарнира Гука *2*. К вентилям для возможности автоматического их открытия и закрытия иногда пристраивают различные исполнительные механизмы, как, например, мембрану *2* (рис. 5-24).

Для быстрого отключения участка трубопровода при прекращении движения среды или предупреждения обратного направления ее потока устанавливают **обратные клапаны**.

Простейшим по конструкции из них является устройство типа вентиля, в котором поток среды проходит в направлении под клапан *1*, свободно перемещающийся на стержне *2* или имеющий стержень *2*, перемещающийся в муфте *3* (рис. 5-25).

При наличии потока среды клапан находится в приподнятом (открытом) состоянии и удерживается в вертикальном положении с помощью стержня *2* и «перьев» *4* или муфты *3*, могущих перемещаться только по вертикали. Это предопределяет горизонтальное положение корпуса обратного клапана. При необходимости установки обратного

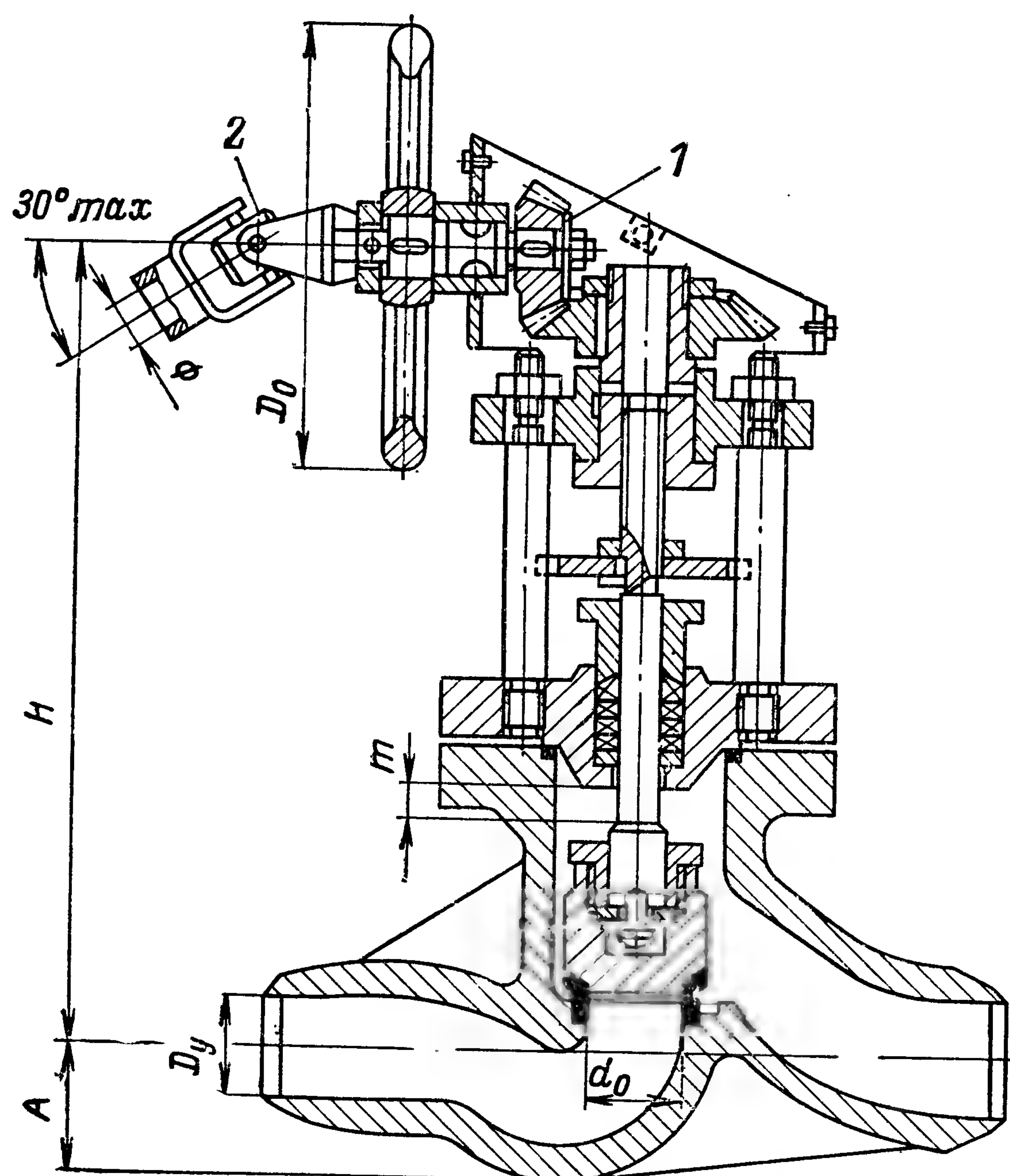


Рис. 5-23. Стальной вентиль, ввариваемый в трубопровод.

1 — зубчатая коническая передача; *2* — шарнир Гука.

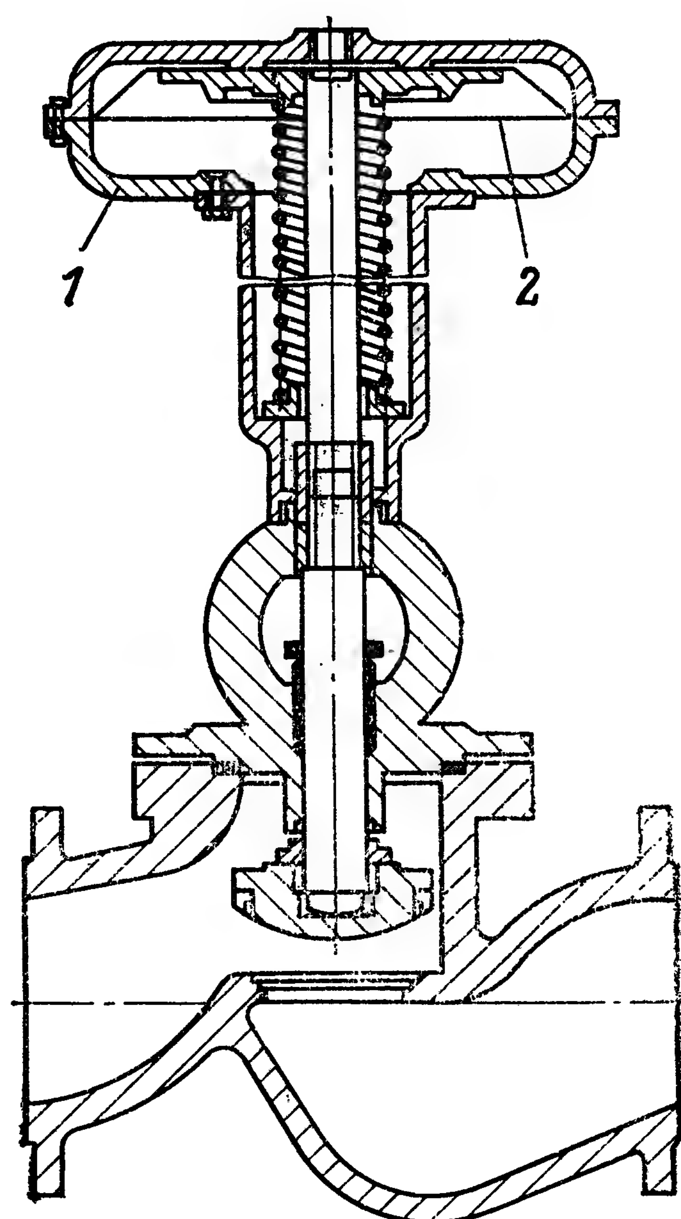


Рис. 5-24. Вентиль с мембранным исполнительным механизмом (*1*) и мембраной (*2*) для автоматического регулирования с помощью гидравлической системы.

клапана на вертикальном трубопроводе применяют конструкцию, изображенную на рис. 5-25,*в*.

Для автоматического предупреждения изменения направления потока, идущего под клапан с малыми скоростями и при низких давлениях, в горизонтальных трубопроводах применяют клапаны (рис. 5-26), которые закрываются под действием собственной массы — захлопываются. Для «мягкой» посадки клапана на уплотняющую поверхность корпуса предусмотрено устройство — демпфер, состоящий из сосуда *1* с маслом и поршня с отверстиями, через которые масло медленно перетекает в сторону меньшего давления. Захлопывающийся клапан малого размера может быть установлен и без демпфера на вертикальном трубопроводе.

Для предохранения от разрыва стенок или других элементов котлоагрегатов, сосудов и емкостей, работающих под давлением, применяют **предохранительные клапаны**. Конструкция клапанов выполнена так, что при превышении величины заранее установленного давления в барабане, водяном экономайзере, перегревателе, трубопроводе, т. е. в объеме, с которым клапан соединен, клапан открывается и выпускает часть среды. После понижения давления до заданного клапан автоматически закрывается с помощью груза или пружин, воздействующих на него.

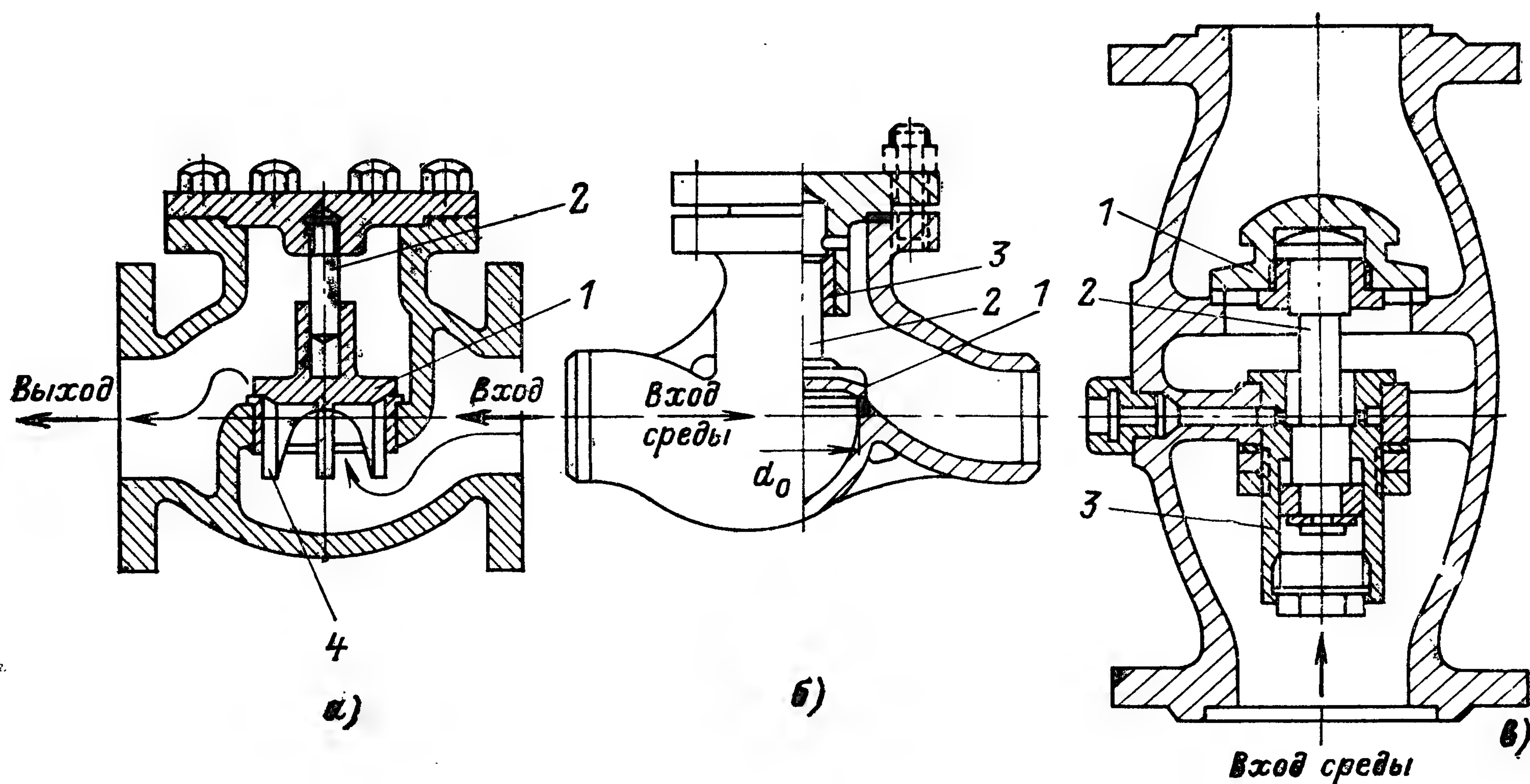


Рис. 5-25. Обратные клапаны с фланцами (*а*) и на сварке (*б*) для установки в горизонтальных трубопроводах и для установки в вертикальных трубопроводах (*в*).

1 — клапан; *2* — стержень; *3* — муфта или втулка; *4* — ребра (перья).

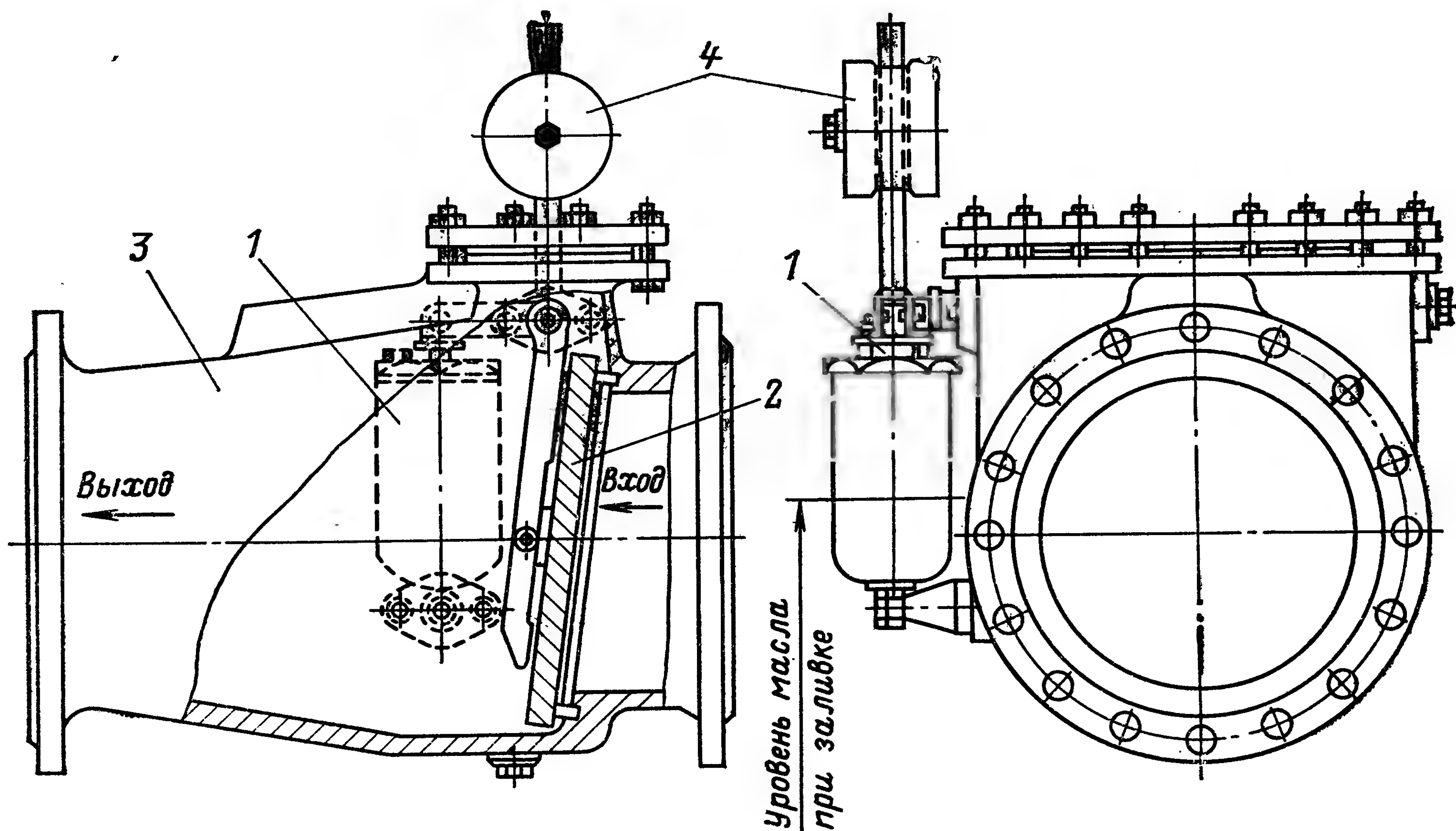


Рис. 5-26. Обратный захлопывающийся клапан с демпфером.

1 — демпфер (катаракт); *2* — клапан; *3* — корпус; *4* — груз.

Предохранительный клапан простейшего типа показан на рис. 5-27. Клапан состоит из корпуса с двумя фланцами. Входной фланец присоединяется к фланцу объекта, защищаемого от превышения давления. Выходной фланец служит для отвода среды непосредственно в атмосферу.

Отверстие над входным фланцем и патрубком перекрыто клапаном с закрепленным в нем штоком. На шток опирается рычаг, закрепленный одним концом на оси, вращающийся в отверстиях стойки, расположенной на корпусе или крышке. На другом конце рычага имеется груз.

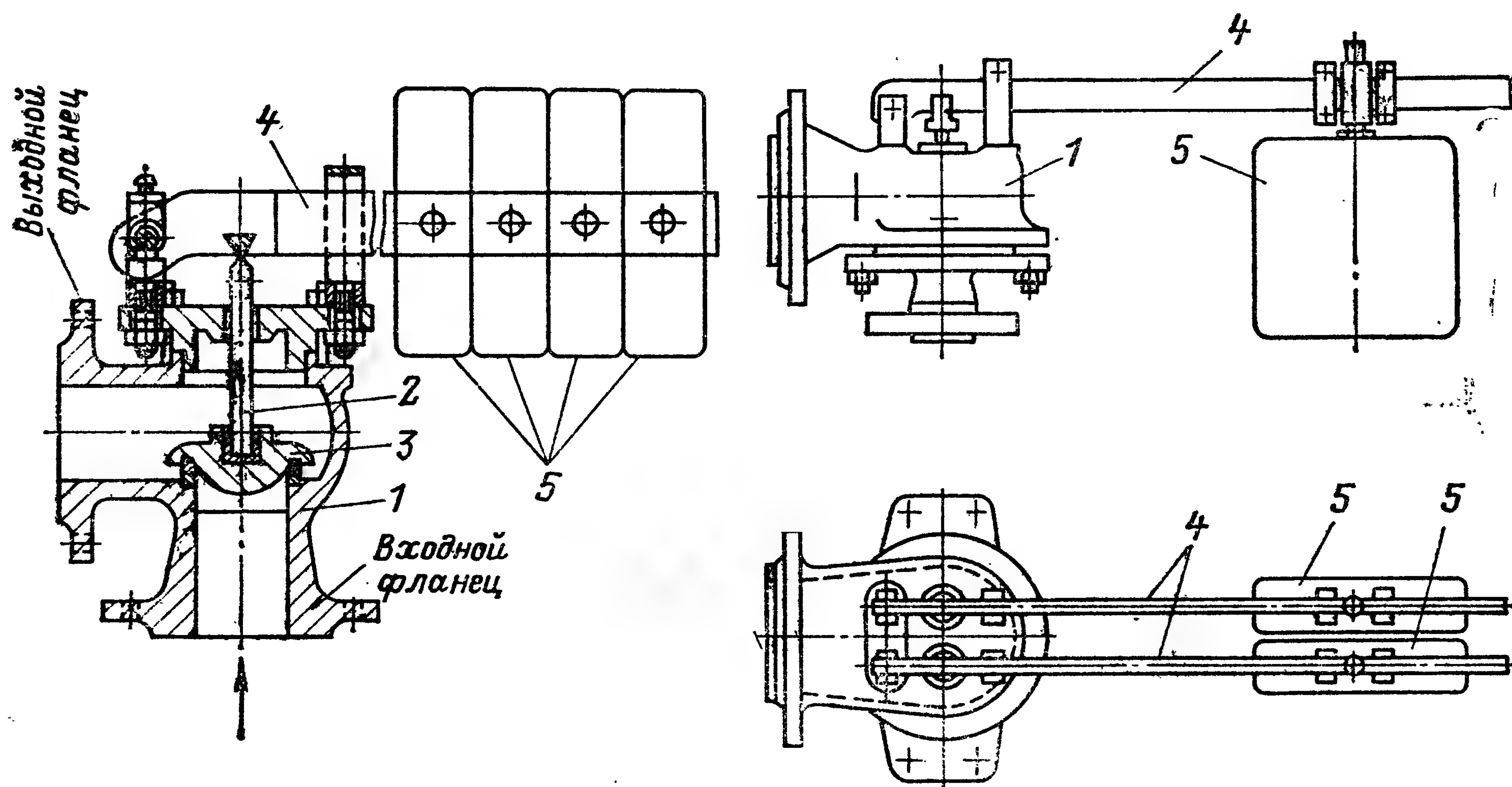


Рис. 5-27. Рычажный предохранительный клапан с грузом.
1 — корпус; 2 — шток; 3 — клапан; 4 — рычаг; 5 — груз.

При повышении давления в объеме под клапаном сверх допустимого сила, действующая снизу на клапан, становится больше силы или давления, создаваемого грузом, и клапан открывается.

Регулирование работы предохранительного клапана осуществляется перемещением груза по длине рычага, на котором груз закрепляют. В одном корпусе располагаются два предохранительных клапана, каждый со своим рычагом и грузом.

По правилам Госгортехнадзора такие клапаны применяют на стационарных установках, причем для надежности на каждый котлоагрегат производительностью $>0{,}028$ кг/с (>100 кг/ч) устанавливаются два клапана.

Предохранительный клапан с пружиной показан на рис. 5-28. Клапан имеет корпус, в котором входное отверстие перекрыто клапаном. Клапан закреплен на штоке и для смягчения ударов при открытии и закрытии имеет амортизирующее устройство. На шток надеты два диска, между которыми зажимается пружина, создающая необходимое давление на клапан. Положение верхнего диска и степень сжатия пружины с помощью муфты с резьбой, перемещающейся в жестко закрепленной в крышке гайке, можно варьировать. Для проверки действия клапана служит скоба, поворачивая которую можно поднять клапан.

Кроме рассмотренных типов предохранительных клапанов, на чугунных паровых котлах применяют самопритирающиеся предохранитель-

ные клапаны конструкции инж. Шеренциса или защитное выкидное устройство, схему которого см. ниже на рис. 6-5.

Минимальный допускаемый условный проход в рычажных и пружинных предохранительных клапанах должен быть не менее 20 мм; при производительности до 0,056 кг/с (200 кг/ч) и давлении 0,8 МПа (8 кгс/см²) допускается установка клапана с проходом 15 мм.

Предохранительные клапаны разделяют на рабочие и контрольные: к первым для возможности регулировки и периодической проверки действия разрешен доступ персонала, обслуживающего котлоагрегат; ко вторым персонал допускается лишь для проверки состояния клапана.

Предохранительные клапаны устанавливаются на барабанах котлоагрегатов, на выходных коллекторах перегревателей и на входных и выходных коллекторах отключаемого водяного экономайзера (в последнем случае условный диаметр прохода клапана должен составлять не менее 32 мм).

От патрубков, на которых устанавливаются предохранительные клапаны, отбор воды, пара или другой среды не разрешается. Отводимая из выходного патрубка предохранительного клапана среда должна быть направлена в атмосферу за пределы помещения по трубам, не имеющим запорных устройств.

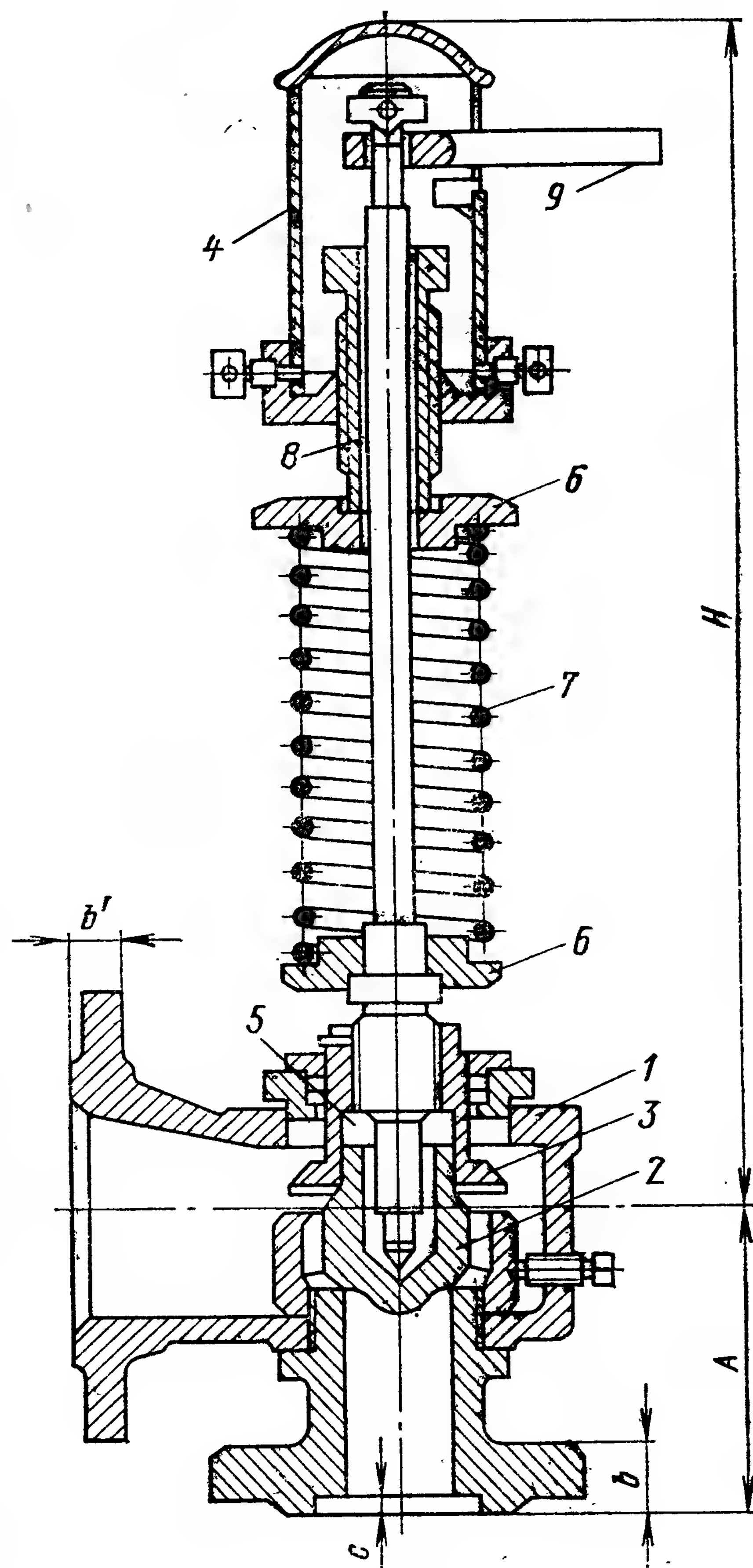


Рис. 5-28. Предохранительный клапан с пружиной.

1 — корпус; 2 — клапан; 3 — направляющие; 4 — щиток; 5 — амортизатор; 6 — диски; 7 — пружины; 8 — муфта; 9 — скоба.

Предохранительные клапаны не должны допускать превышения давления в паровых котлах более чем на 10% и в водогрейных — на 8% расчетного значения. Количество и размеры предохранительных клапанов для паровых котлов определяются методикой Госгортехнадзора [Л. 1], разработанной для пара насыщенного или перегретого и для воды.

Установленные на паровом или водогрейном котле предохранительные клапаны должны быть отрегулированы так, чтобы их открытие начиналось при определенной величине давления (табл. 5-2).

Кроме задвижек, вентилей и предохранительных клапанов, в котельных установках широко применяются различные клапаны, при помощи которых можно регулировать количество пара и воды и понижать давление пара.

Для регулирования расхода воды и пара применяют так называемые з о л о т н и к и, с д в о е н н ы е к л а п а н ы, имеющие друг с другом жесткую связь, или к л а п а н ы с п е ц и а л ь н о г о п р о ф и л я, прикрепленные к штоку. Регулирующие клапаны выпускаются отечествен-

Таблица 5-2

Значение давлений начала открытия предохранительных клапанов

Номинальное избыточное давление пара, МПа (кгс/см²)	Давление начала открытия предохранительных клапанов	
	контрольных	рабочих
До 1,3/13	$p_{раб}+0,2$	$p_{раб}+0,3$
От 1,3/13 до 6,0/60	$1,03\ p_{раб}$	$1,05\ p_{раб}$
От 6,0 до 14,0 (от 60 до 140)	$1,05\ p_{раб}$	$1,08\ p_{раб}$
Давление воды в водогрейных котлах	$1,08\ p_{раб}$	$1,08\ p_{раб}$

Примечание. В отключаемом водяном экономайзере на входе $1,25\ p_{раб}$ на выходе $1,10\ p_{раб}$, где $p_{раб}$ — избыточное рабочее давление, МПа (кгс/см²).

ными заводами как с фланцами (рис. 5-29,*а*), так и без фланцев для сварки с трубопроводом (рис. 5-29,*б*). Клапаны (с золотником или профильные) связаны со штоком, который соединен с рычагом, где имеется груз, уравновешивающий расчетное давление на золотник. Изменение давления приводит к открытию или закрытию золотника и клапана. Для автоматического регулирования с рычага снимают груз и соединяют рычаг с сервомотором или исполнительным механизмом. Для регулиро-

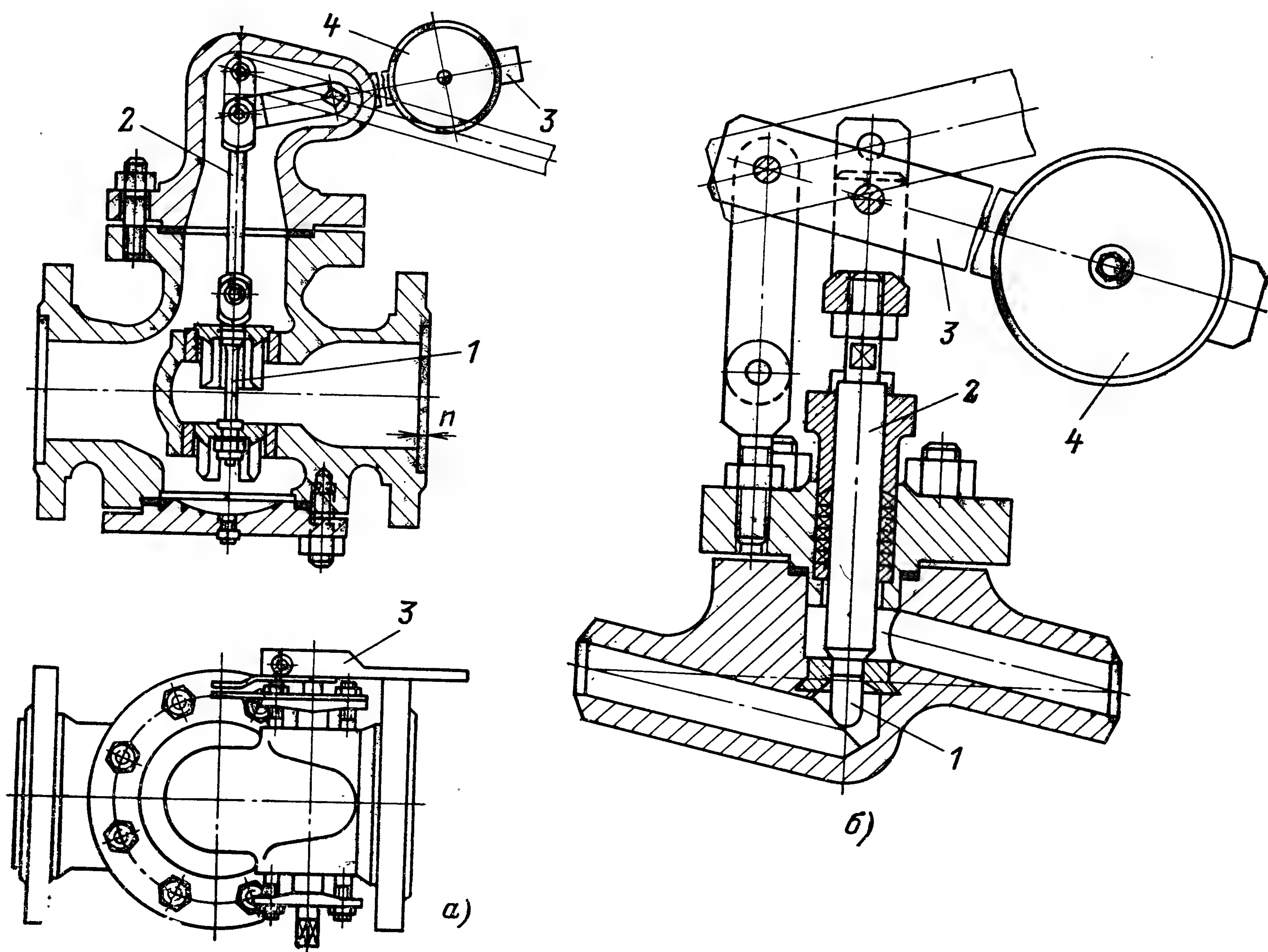


Рис. 5-29. Регулирующие давление клапаны с фланцами (*а*) и для сварки с трубопроводом (*б*).

1 — золотник или профильный клапан; *2* — шток; *3* — рычаг; *4* — груз.

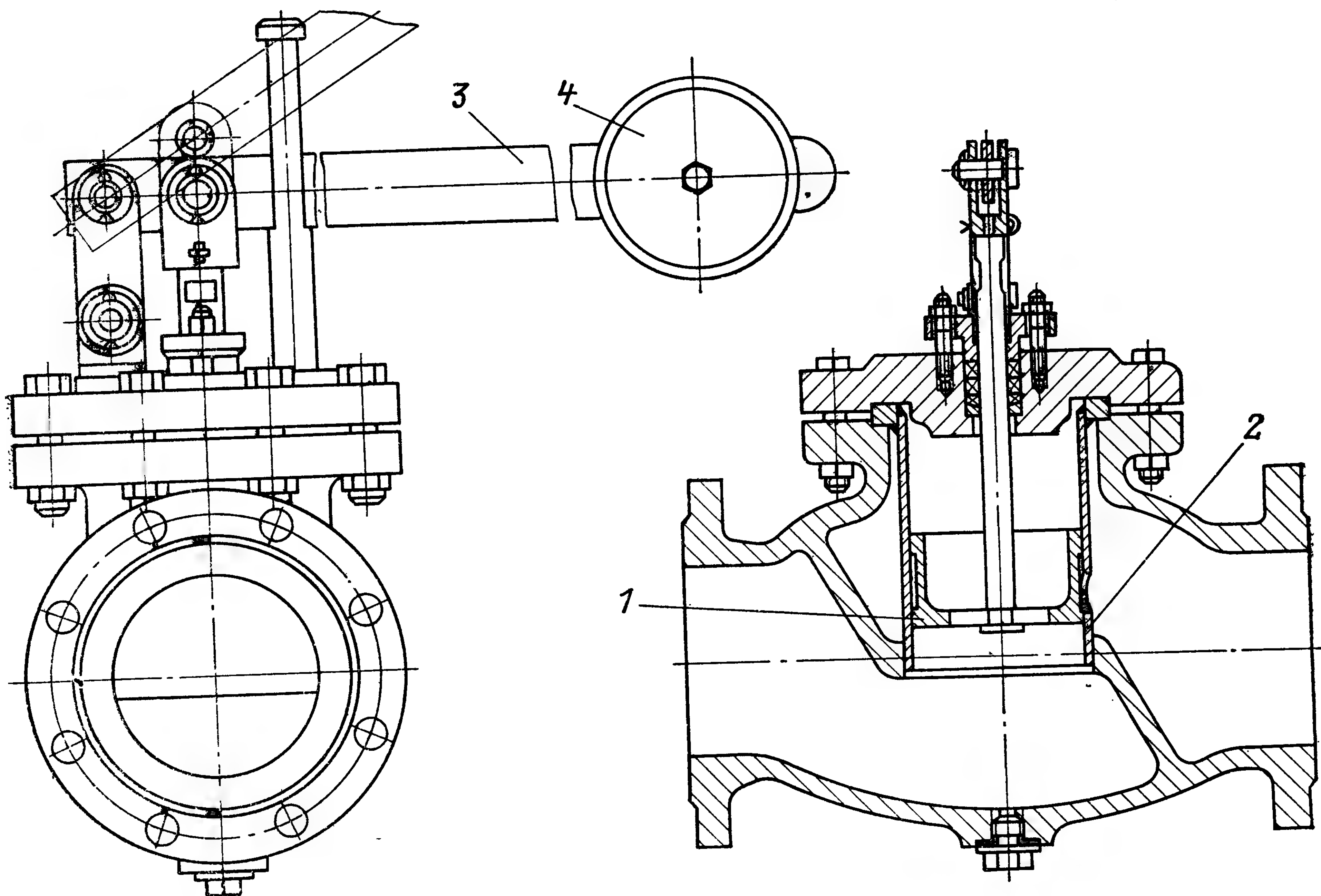


Рис. 5-30. Поршневой регулирующий клапан для низких давлений.
1 — поршень; *2* — цилиндр с отверстием; *3* — рычаг; *4* — груз.

вания расхода и давления пара до 1,6 МПа (16 кгс/см²) часто применяют устройства (рис. 5-30), где вместо сложного клапана установлены поршень и цилиндр с отверстиями, через которые проходит пар.

Установленную на любом котельном агрегате арматуру можно разделить на:

обязательную по правилам Госгортехнадзора для обеспечения безопасной работы персонала;

предусмотренную для удобства обслуживания и повышения надежности.

Для подачи питательной воды в паровые котлы на трубопроводе должны быть установлены запорный вентиль или задвижка, обратный клапан, предотвращающий истечение воды из экономайзера в питательный трубопровод, и регулирующая расход воды арматура. При производительности парового котла более 0,56 кг/с (2 т/ч) регулятор питания должен быть автоматизирован, а регулирующая арматура иметь дистанционное управление с рабочего места машиниста (кочегара). При давлении в котлоагрегате до 3,9 МПа (39 кгс/см²) запорный орган устанавливают между котлом и обратным клапаном.

Котлоагрегаты со слоевым сжиганием топлива производительностью 1,1 кг/с (4 т/ч) и более и агрегаты с барабанами, обогреваемыми горячими дымовыми газами при любом способе сжигания топлива, должны иметь два независимых питательных трубопровода до регулятора питания и один трубопровод за регулятором.

Между паровым котлом и присоединенным к нему паропроводом должен быть установлен запорный орган — вентиль или задвижка; при наличии пароперегревателя запорная арматура устанавливается за пароперегревателем.

На водогрейных котлах устанавливается по одному запорному органу на трубопроводах, подводящих и отводящих воду от котла.

Для удаления воздуха при растопке и для предупреждения повреждений и гидравлических ударов на паровых котлах, водяных экономайзерах и на водогрейных котлах в их верхних частях — барабанах, коллекторах, трубопроводах должны быть установлены воздушники. Если из водяного экономайзера воздух можно удалить через водоотводящие трубы, то устройство на нем воздушников не обязательно.

Кроме трубопроводов для подачи воды в котлоагрегат, отвода из него пара или нагретой воды, устройств для удаления воздуха котлоагрегаты оборудуют трубопроводами для продувки, спуска воды из котлоагрегатов и для отбора проб воды и пара на химический анализ, а также для ввода присадок, предупреждающих отложения.

Водогрейные котлы также должны иметь трубопроводы для спуска воды, отбора проб и отвода воздуха.

Трубопроводы для спуска воды из котлоагрегатов, питательных линий, конденсата из паропровода присоединяют к самым нижним точкам и участкам с тем, чтобы обеспечить полное удаление воды. Также в самых нижних участках следует присоединять трубопроводы для периодической продувки. Трубопровод для непрерывной продувки при-

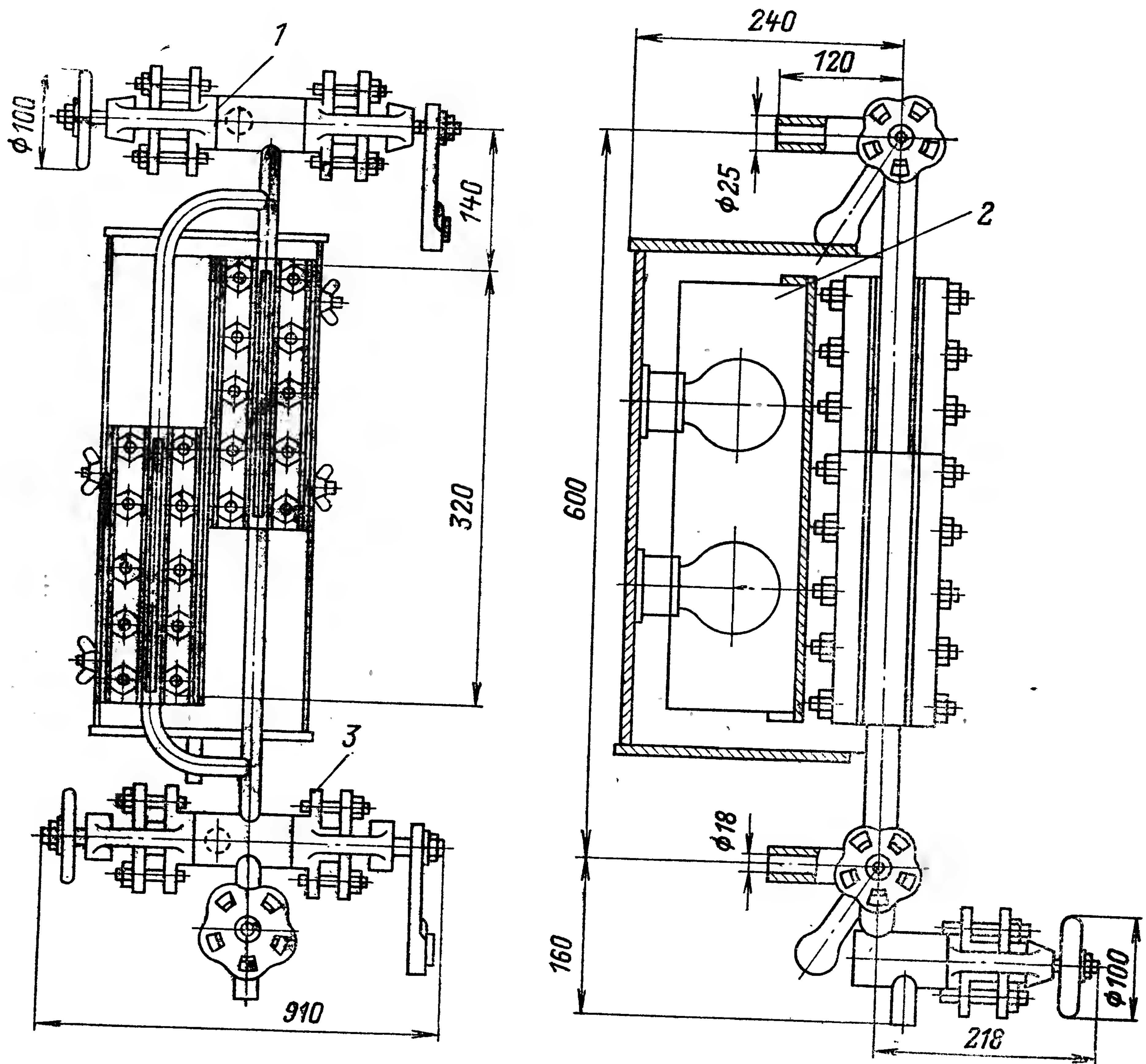


Рис. 5-31. Водоуказательный прибор с плоскими стеклами.

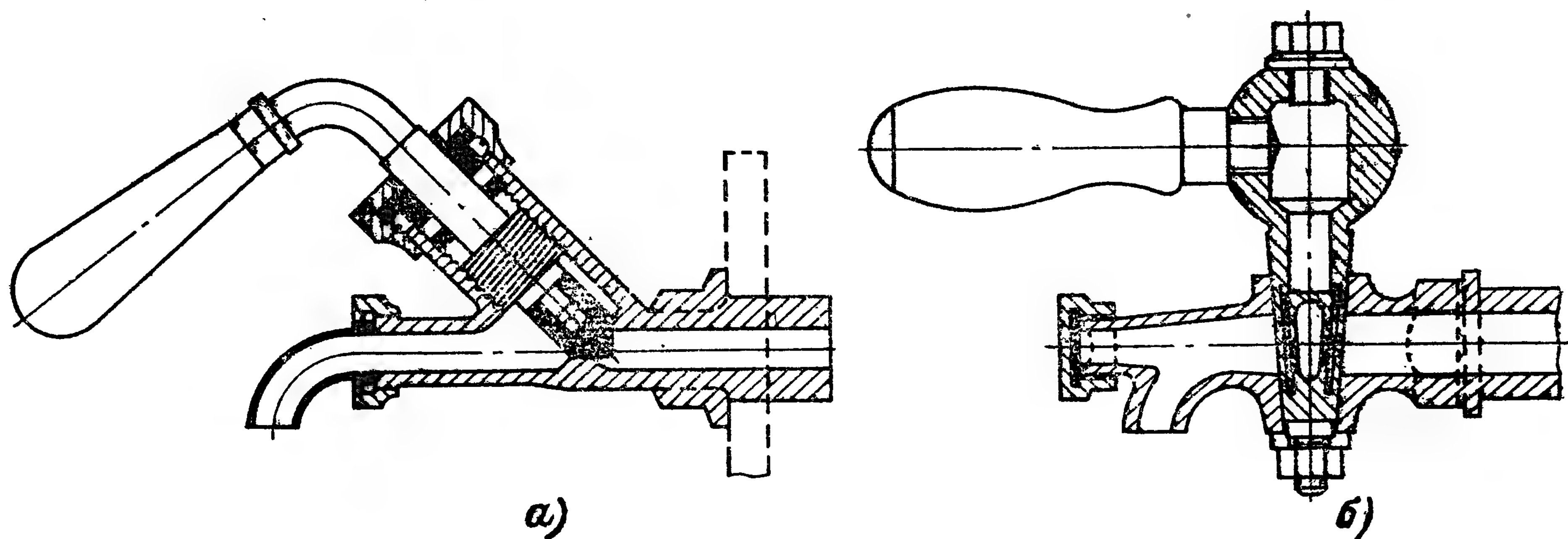


Рис. 5-32. Пробные краны с клапаном (*а*) и пробкой (*б*).

соединяют к верхнему барабану в месте, где концентрация солей в воде имеет наибольшее значение. На трубопроводах для продувки устанавливают запорную и регулирующую расход арматуру. Арматура для спускных и продувочных трубопроводов при рабочем давлении до 1,5 МПа (15 кгс/см²) и температуре до 300°С может быть изготовлена из ковкого чугуна и иметь фланцы. Предохранительные, обратные и запорные органы для давлений до 2 МПа (20 кгс/см²) и температур до 300°С можно применять чугунные, но с ограничениями по условному проходу.

Применение латунных и бронзовых изделий допускается для температур ниже 250°С; во всех остальных случаях необходимо применение стальной арматуры.

Для постоянного наблюдения за положением уровня воды в барабане каждого парового котлоагрегата должно быть предусмотрено не менее двух водоуказательных приборов прямого действия с плоскими, гладкими или рифлеными стеклами (рис. 5-31).

Плоские стекла устанавливаются в металлической оправе с патрубками, которые закреплены в арматуре, соединяющей полость прибора с паровым *1* и водяным *3* пространством барабана. Каждый водоуказательный прибор устанавливают на барабане отдельно, с прямыми соединительными трубами определенного диаметра, без промежуточных фланцев и запорной арматуры.

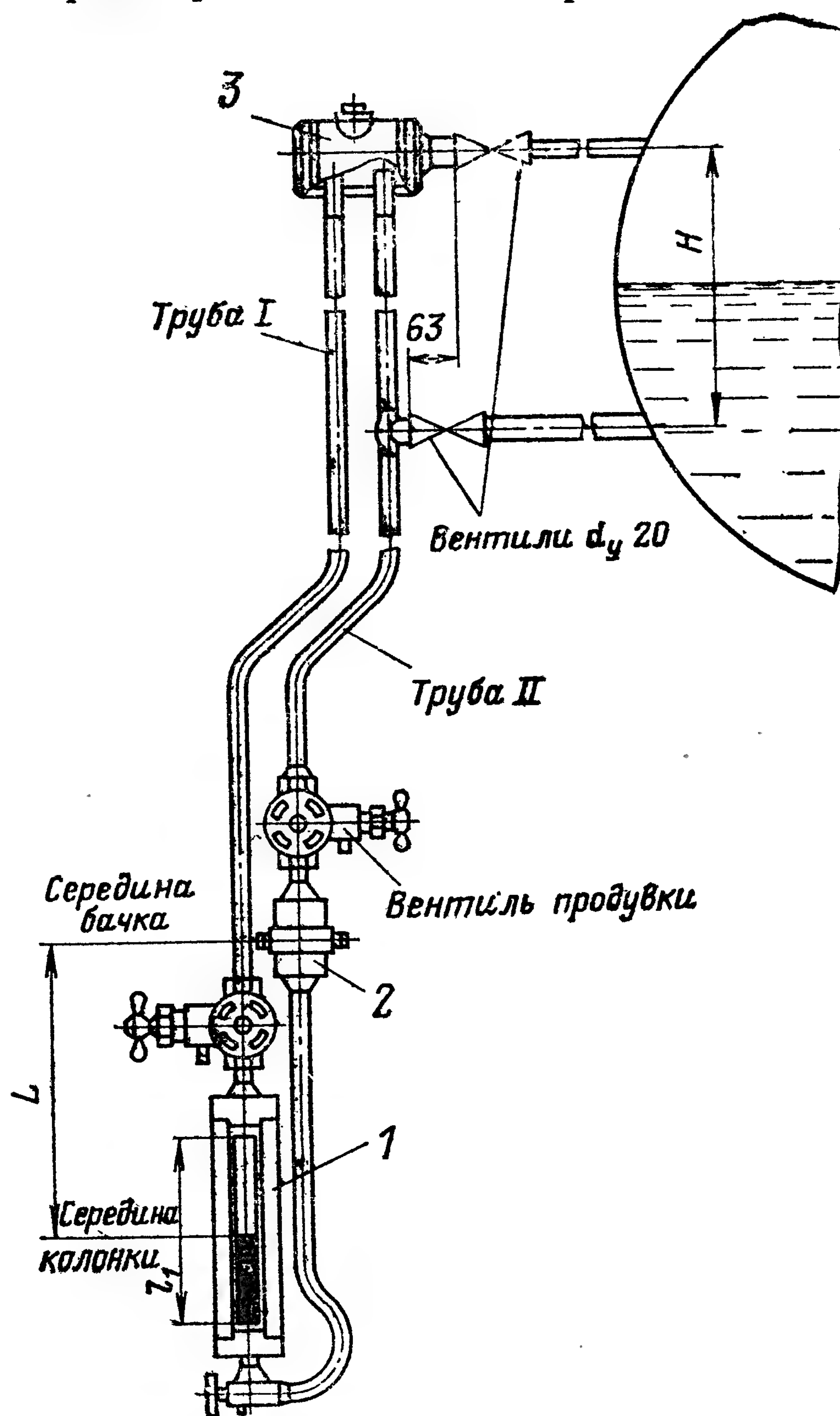


Рис. 5-33. Сниженный указатель уровня гидростатического типа.

1 — водоуказательная колонка; *2* — расширительный бачок; *3* — сосуд с постоянным уровнем воды; *I* и *II* — соединяющие трубки.

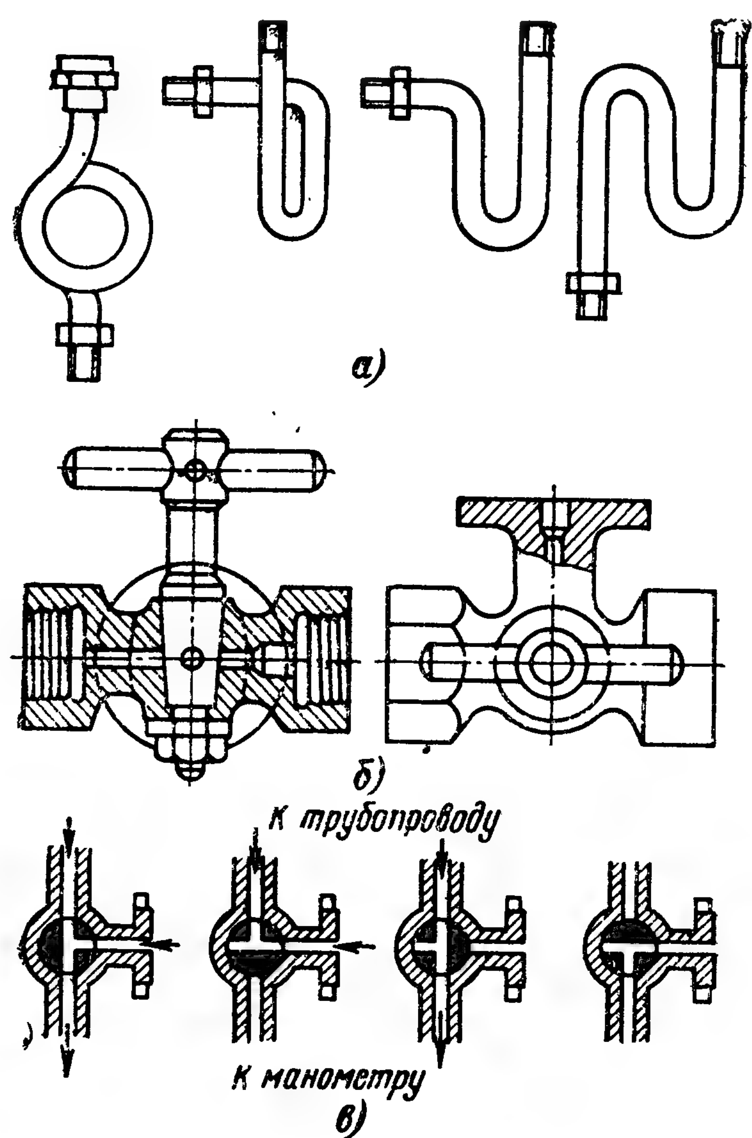


Рис. 5-34. Схемы трубок с сифоном (*а*) и трехходовые краны (*б*) с возможными положениями отверстий к манометру (*в*).

Для паровых котлов производительностью менее 0,2 кг/с (0,7 т/ч) и передвижных котлов один водоуказательный прибор разрешается заменить двумя пробными кранами или вентилями, устанавливаемыми на отметках низшего и высшего допускаемых уровней воды в барабане. Конструкция пробных кранов должна допускать их прочистку.

На рис. 5-32 показаны кран с клапаном и резьбой на штоке и обычный пробковый кран. Если расстояние по вертикали от площадки обслуживания до водоуказательного прибора превышает 6 м, то устанавливают сниженные или дистанционные указатели уровня воды.

Схема сниженного указателя гидростатического типа показана на рис. 5-33. Указатель состоит из сосуда с постоянным уровнем воды, соединяемого с паровым и водяным пространством барабана. Трубки *I* и *II* соединяют сосуд с сниженным указателем, состоящим из расширительного бачка и водоуказательной колонки. Трубка *I* связана с паровым пространством и имеет постоянную высоту столба воды, а трубка *II* соединена с водяным пространством и имеет переменную высоту столба, соответствующую уровню воды в барабане. Водоуказательная колонка и расширительный бачок с соединяющей их трубкой заполнены несмешивающейся с водой более тяжелой жидкостью. Давление воды по трубкам *I* и *II* на тяжелую жидкость слева постоянно, справа переменно. Подбирая плотность жидкости и сечения сниженного прибора и бачка, можно варьировать чувствительность к колебаниям уровня воды в барабане и наблюдать их в желаемом масштабе, т. е. в натуральную, уменьшенную или увеличенную высоту.

На любых водоуказательных приборах определяются отметки низшего и высшего уровня воды в барабане, а для повышения надежности осуществляют световую и звуковую сигнализацию крайних положений воды. Для котлоагрегатов с давлением выше 3,9 МПа (39 кгс/см^2) для предупреждения заброса воды в паропровод при переполнении водой барабана устанавливают устройства, позволяющие машинисту (кочегару) за минимальное время со своего рабочего места осуществить сброс воды до низшего уровня. Для водогрейных котлов с барабанами устанавливают пробный кран в самой высокой точке верхнего барабана, а при его отсутствии на участке выхода воды в магистральный трубопровод до устройства, отключающего котел.

К арматуре котлоагрегата принято относить манометры, хотя они представляют собой приборы. Манометры устанавливают на барабане и за пароперегревателем до главного запорного органа; на трубопроводе питательной воды перед регулирующим расход устройством или на общей питательной линии, если производительность каждого котла ниже 0,56 кг/с (2 т/ч).

Если водяной экономайзер котлоагрегата отключается по воде, то манометр устанавливают за водяным экономайзером до запорного орга-

на и предохранительного клапана. Между манометром, барабаном и другой емкостью или трубопроводом, в которых измеряется давление устанавливается соединительная трубка с диаметром не менее 10 мм в виде сифона или другое аналогичное устройство с гидравлическим затвором и трехходовым краном, а при давлении выше 3,9 МПа (39 кгс/см²) с вентилями.

Схемы трубок с сифоном показаны на рис. 5-34,*а*, трехходовые краны с фланцем для присоединения контрольного манометра — на рис. 5-34,*б* и *в*.

На манометре наносят красную черту, соответствующую высшему допускаемому давлению.

На водогрейных котлах манометры устанавливают на входе и на выходе до запорного органа, на всасывающих и нагнетательных линиях насосов и на трубопроводах подпитки котлов или тепловых сетей.

5-6. ОБМУРОВКА

Ограждения, отделяющие топочную камеру и газоходы котельного агрегата от окружающей среды, называют обмуровкой.

Основными требованиями к конструкции обмуровки являются прочность, стойкость при воздействии высоких температур и шлаков, низкая теплопроводность, высокая плотность (или герметичность), невысокая стоимость и удобство изготовления, монтажа и эксплуатации.

Таблица 5-3

Основные характеристики применяемых обмуровок

Показатель	Тип обмуровки		
	тяжелая	облегченная	легкая
Толщина обмуровки, мм	500—900	200—500	100—200
Масса 1 м², кг	600—1500	200—600	100—200
Масса 1 м³, кг	1600—1800	1000—1200	700—1000

Обмуровки по типам принято разделять на тяжелые, облегченные и легкие; по способам крепления на опирающиеся на фундамент котлоагрегата — свободно стоящие; опирающиеся на конструкции каркаса — накаркасные и висящие на трубах поверхностей нагрева — натрубные. Часть обмуровки, соприкасающаяся с продуктами сгорания топлив и расплавленными шлаками, выполняется из огнеупорных материалов — шамотного кирпича, шамотобетона и других огнеупорных масс, например хромитовой, корундовой. Для удешевления огнеупорных ограждений их выполняют минимально необходимой толщины. Для получения же необходимой прочности, плотности и снижения теплопроводности обмуровки за слоем огнеупорных материалов ограждение выполняют из красного или диатомового кирпича значительной толщины и плит, изготовленных из теплоизоляционных материалов. Наружную поверхность такой обмуровки покрывают уплотнительной штукатуркой и обмазкой или металлической обшивкой. В специальных котлоагрегатах, работающих с наддувом, обмуровку заменяют тепловой изоляцией или под металлическую обшивку подают сжатый воздух. Основные характеристики применяемых обмуровок даны в табл. 5-3.

Простейший тип кирпичной тяжелой обмуровки, опирающейся на фундамент котлоагрегата малой производительности, показан на

рис. 5-35,*а*. Кладка выполняется из кирпичей стандартных размеров, которые приняты для огнеупорных кирпичей: длина 250 мм, ширина 123 или 113 мм и толщина — 65 или 55 мм; для простого (красного) кирпича размеры соответственно равны 250, 120 и 65 мм. Толщина швов, заполняемых при кладке из огнеупорного кирпича (футеровке) растворами из огнеупорных масс и глины, не должна быть больше 3 мм; при кладке из красного кирпича (облицовке) на растворе из простой глины — не больше 7 мм. Но такая обмуровка при большой высоте стен из-за значительных перемещений огнеупорной клади относительно наружной не будет надежной, так как связывающие оба слоя кирпичи могут лопнуть и обмуровка разрушится.

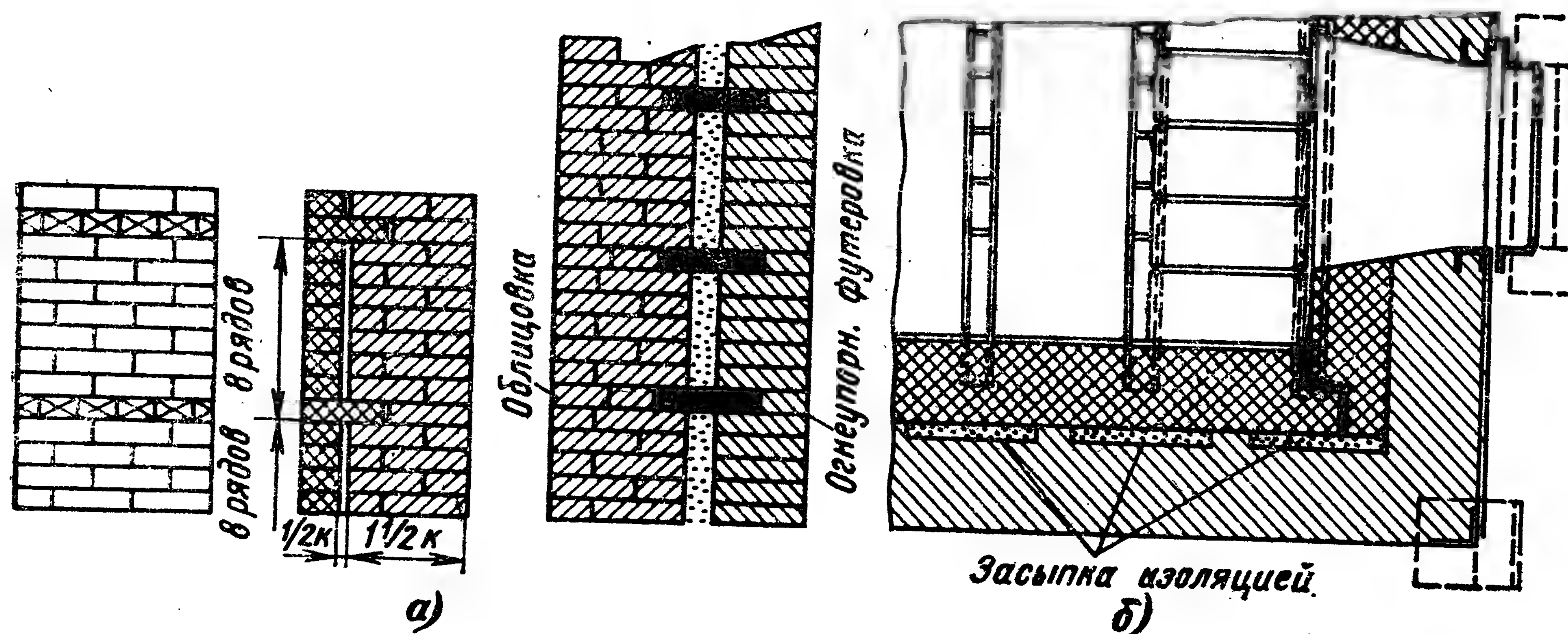


Рис. 5-35. Тяжелая кирпичная обмуровка с воздушным зазором (*а*) и с засыпкой изоляционным материалом (*б*).

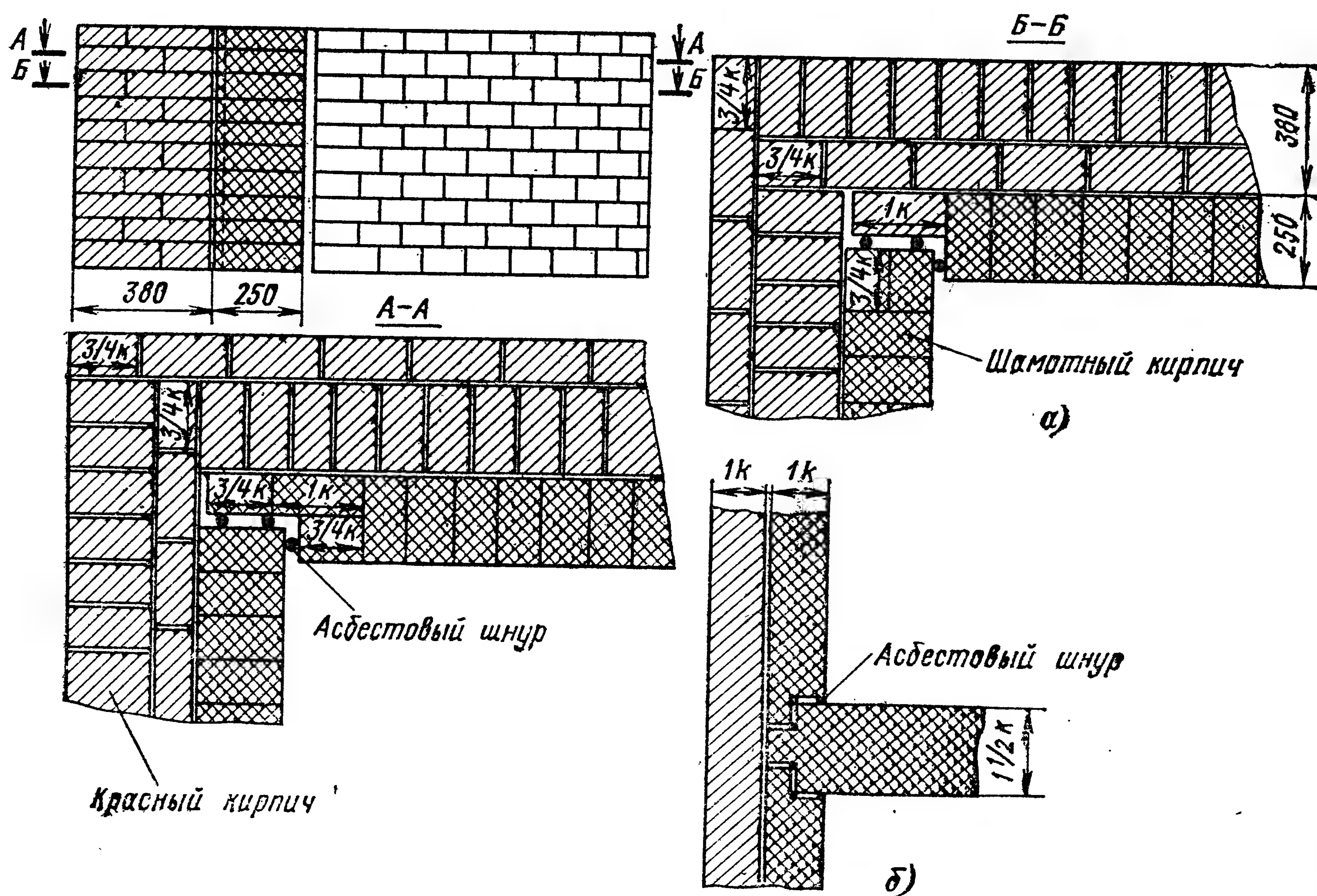


Рис. 5-36. Температурные швы в обмуровке.

а — углозые; *б* — для перегородок.

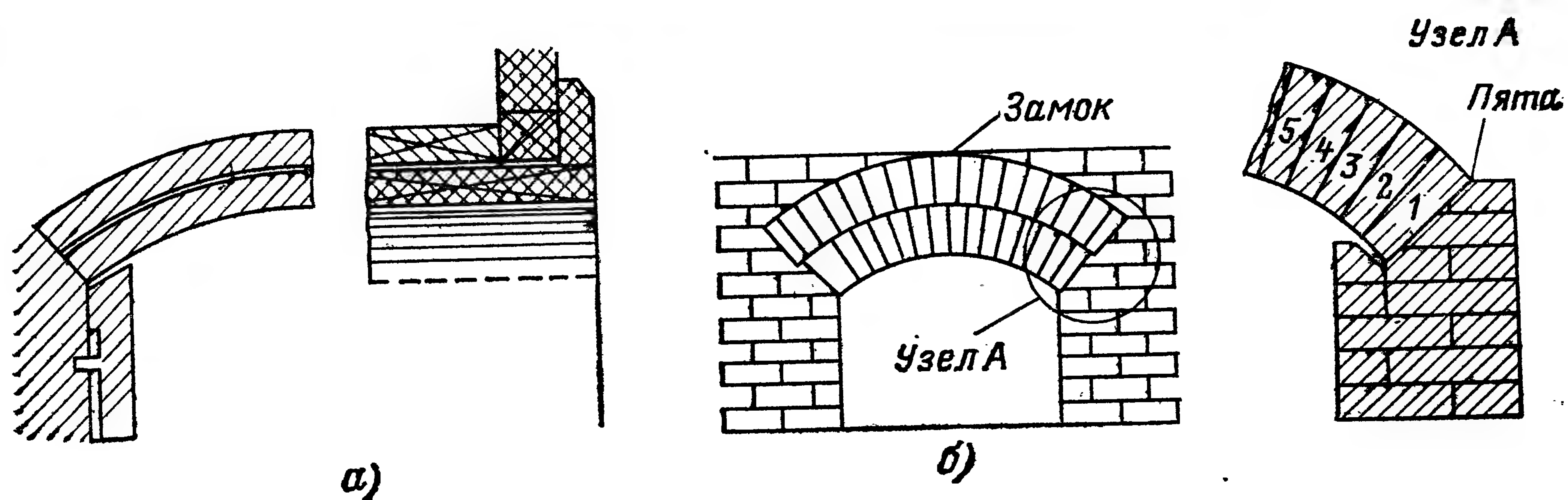


Рис. 5-37. Своды (*а*) и арки (*б*) в топочной камере с тяжелой обмуровкой.

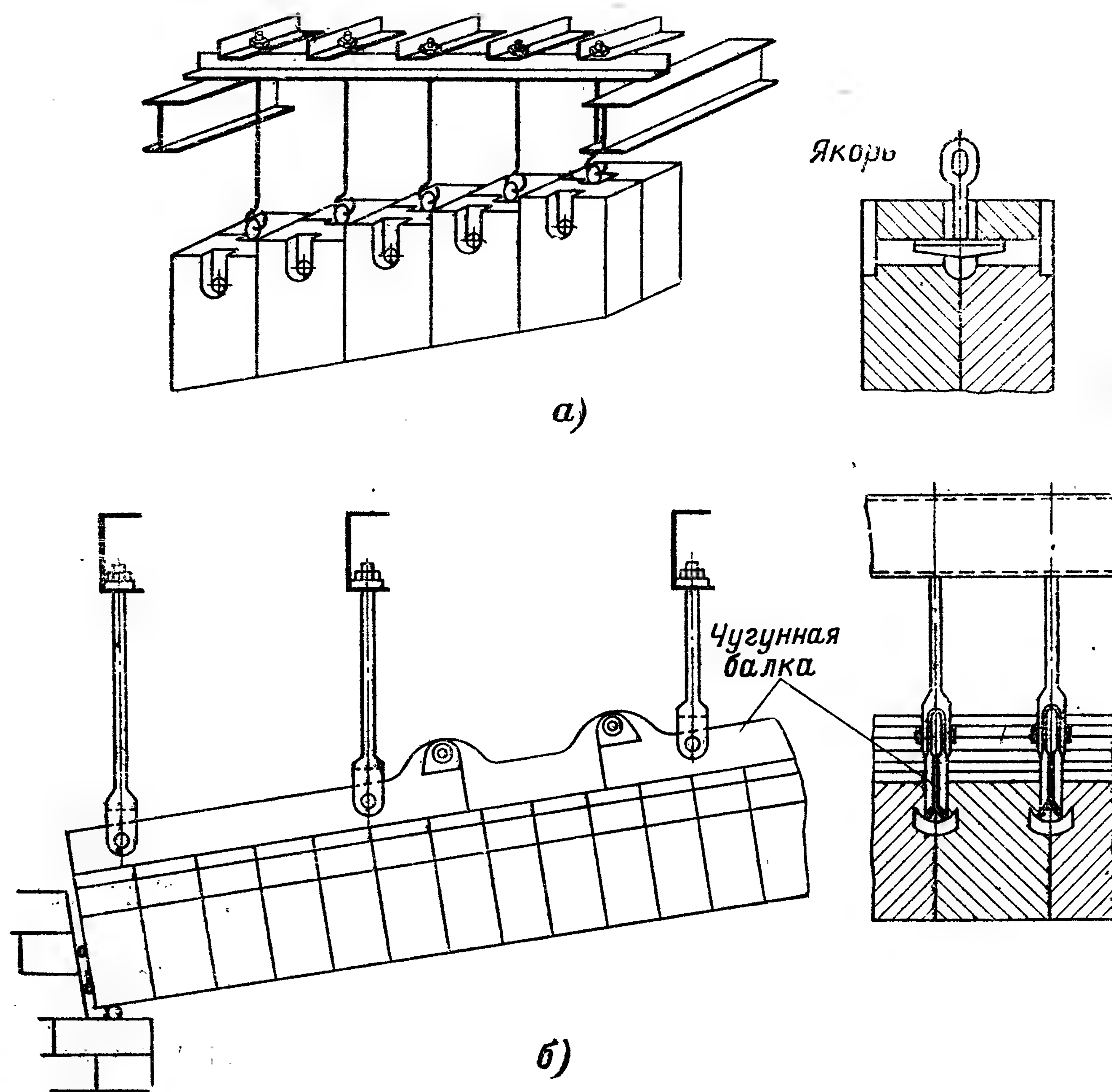


Рис. 5-38. Подвесные своды топочной камеры.
а — на якорях; *б* — на чугунных балках.

Более надежна в работе тяжелая обмуровка, выполненная с пазами, засыпанными малотеплопроводным материалом, например диатомом (рис. 5-35,*б*). Оставлять широкий паз без заполнения не рекомендуется, так как при наличии трещин во внешней кладке из прослойки будет выходить горячий воздух. На неэкранированных стенах тяжелой обмуровки для возможности перемещения огнеупорной кладки выполняют температурные швы типа, показанного на рис. 5-36.

При необходимости в топочной камере могут быть выполнены своды и арки (рис. 5-37). Место кладки, на которое опирается свод или арка, называется пятой; все своды и арки выкладываются из клинового кирпича с помощью специальной опалубки, начиная от пят свода к середине из нечетного числа кирпичей. Последний кирпич свода или арки называют замком.

При сложной конфигурации свод собирают из специально изготовленного фасонного кирпича, который подвешивают к каркасу с по-

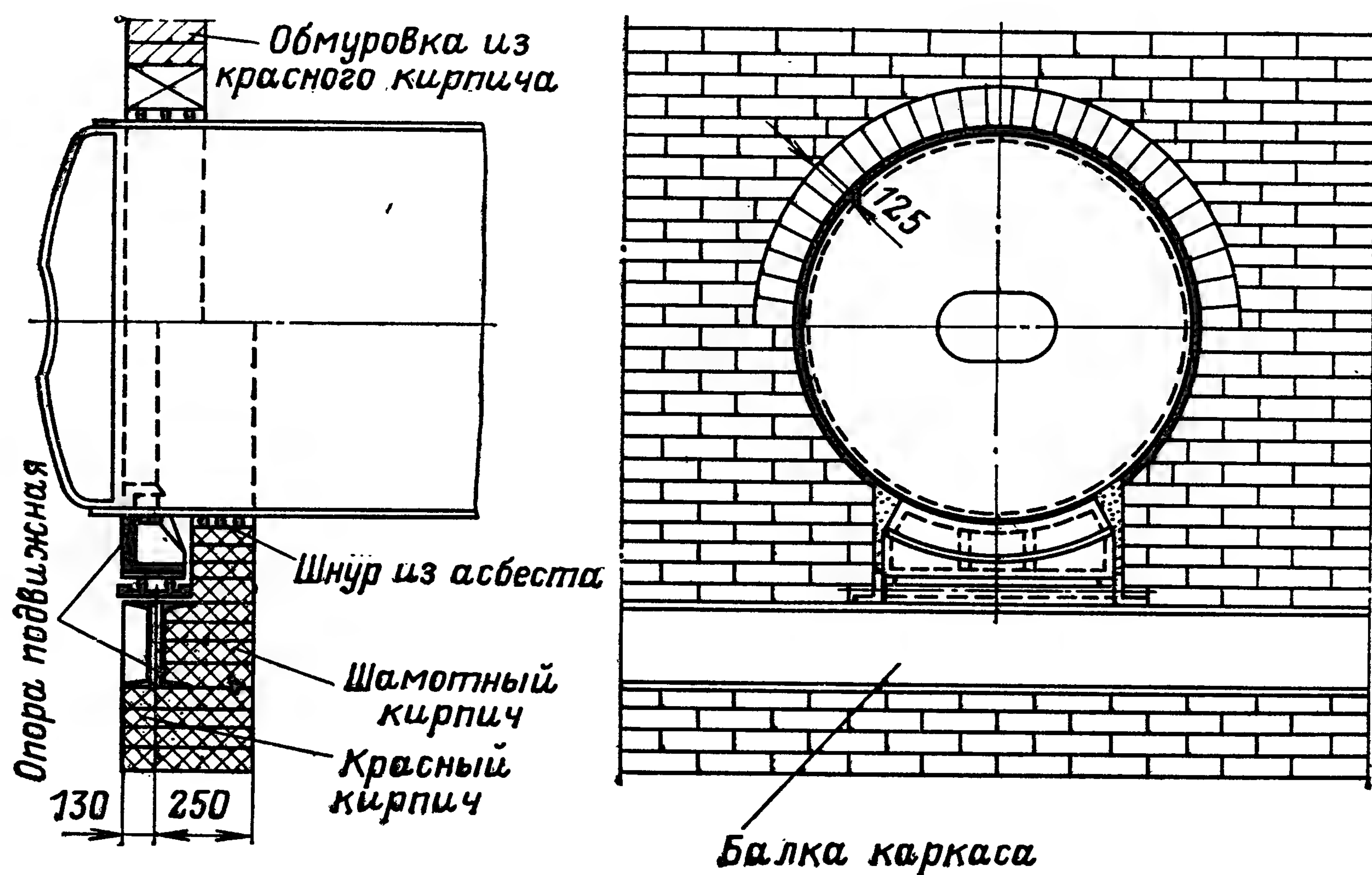


Рис. 5-39. Обмуровка барабана, опирающегося на подвижную опору и на балку каркаса.

мощью чугунных якорей (рис. 5-38,*а*) или балок (рис. 5-38,*б*), стальных штанг и несущих балок.

При обмуровке барабанов над верхней половиной барабана выкладывается свод, барабан по всему периметру уплотняется асбестовым шнуром, а нижняя подвижная опора барабана обмуровывается только со стороны газохода (рис. 5-39).

Обмуровка экранированных топочных камер выполняется облегченной. Накаркасную обмуровку выполняют отдельными поясами, состоящими из фасонных шамотных кирпичей, лежащих на специальных металлических кронштейнах, закрепленных на каркасе. На фасонный кирпич выкладывают обычный шамотный кирпич, диатомитовый кирпич и плиты из изоляционного материала (рис. 5-40,*а*).

На рис. 5-40,*б* показаны подвес пояса облегченной обмуровки кронштейнами на каркас и температурный шов. Экраны крепятся к каркасу проушинами и штырями для возможности перемещения труб относительно обмуровки. Вариант обмуровки и узла крепления экранных труб показан на рис. 5-41.

Места прохода экранных или других труб сквозь тяжелую или облегченную обмуровку выполняют с возможностью перемещения труб относительно кладки. Для снижения присосов сквозь место прохода со стороны топки на трубах устанавливают шамотобетонные фартуки,

закрывающие отверстие, а расположенные снаружи коллекторы изолируют и уплотняют металлической обшивкой (рис. 5-42).

Гладкие стены обмуровки часто изолируют матрацами из шлаковой ваты (рис. 5-43) и плитами (например, известково-кремнеземистыми или другими). Вместо готового кирпича в облегченных обмуровках применяют огнеупорные бетоны, позволяющие просто выполнять сложные конструкции (рис. 5-44) вместе с креплениями обмуровки к каркасу, температурными швами, узлами прохода и уплотнениями труб.

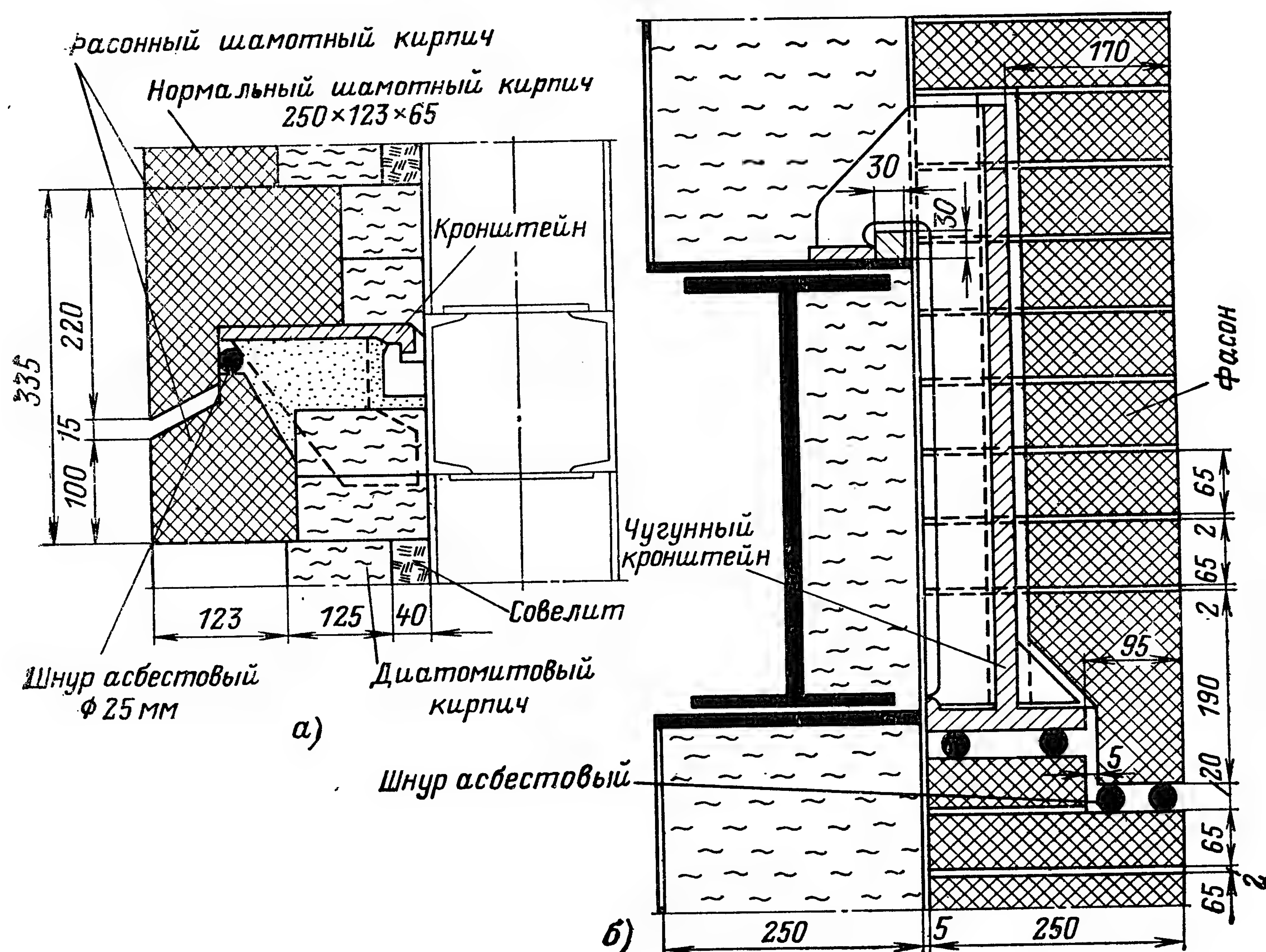


Рис. 5-40. Крепления облегченной обмуровки на кронштейнах.
а — с опорой; *б* — с подвеской.

Легкие обмуровки применяются для котельных агрегатов экранного типа, у которых в высокотемпературных зонах экранные трубы размещены с малым относительным шагом $d/d_н$=1,05—1,1.

При столь плотном экранировании топки, как показали расчеты, даже при температуре газов около 1400°С температура обмуровки за трубами, заполненными рабочей средой с температурой около 330°С, составляет максимум 485°С. Это позволяет уменьшить толщину слоя огнеупорной массы, применить тепловую изоляцию и получить температуру наружной поверхности обмуровки в 50°С при общей ее толщине примерно 200 мм.

Пример натрубной обмуровки показан на рис. 5-45. Обмуровка состоит из слоя огнеупорной торкретмассы *1* с толщиной до 45 мм, закрепленной на металлической сетке, слоя жаростойкой изоляции *2* из диатомита толщиной около 50 мм, нескольких изоляционных слоев из плит *3* общей толщиной в 90—100 мм, изготовленных из асбоцемента и

Рис. 5-41. Обмуровка и узел крепления экранных труб к каркасу.

Рис. 5-42. Узел прохода экранных труб сквозь обмуровку с уплотнением.

минеральной ваты, металлической сетки, на которой крепится штукатурка 4 (толщина порядка 10 мм), покрытая снаружи двумя слоями серой масляной краски или эмали. Сетка закрепляется на балках поясов жесткости каркаса и на штырях диаметром 10 мм, приваренных к трубам.

Углы обмуровки выполняются в соответствии с конструкцией деталей узла *А* (рис. 5-45). Конструкция легкой обмуровки, предназначенная для потолочных перекрытий и неэкранированных стен, показана на рис. 5-46.

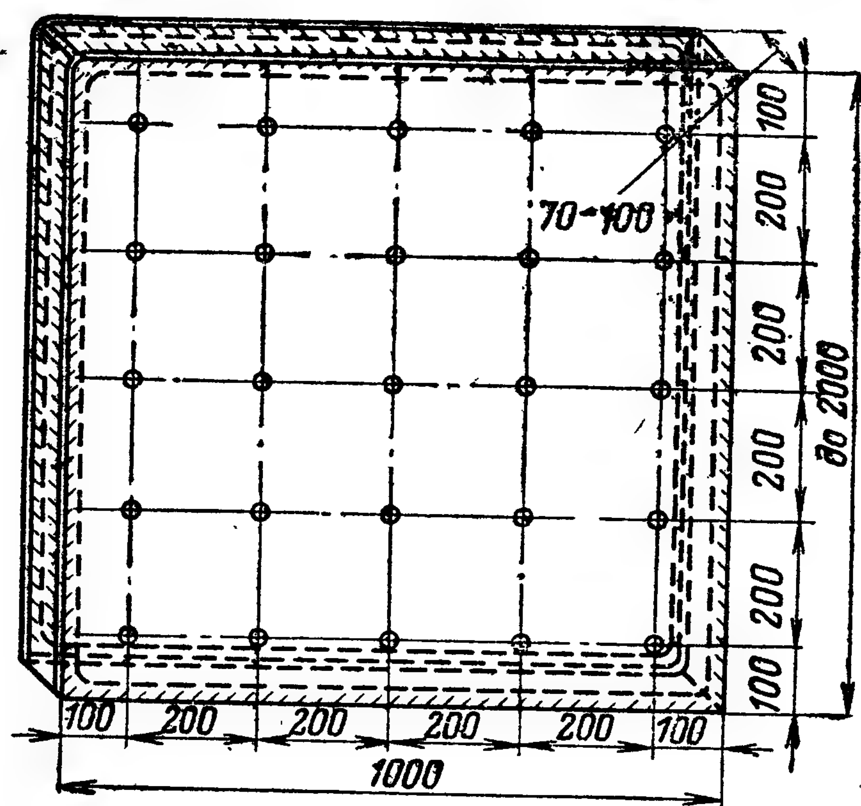


Рис. 5-43. Изолирующий матрас из шлаковой ваты или волокнистого материала.

Натрубная обмуровка обычно изготовляется на монтажных и сборочных площадках, наносится и закрепляется на монтажном блоке, после установки которого на котлоагрегат уплотняются стыки обмуровки и проводится окраска наружной поверхности.

Обмуровку рассчитывают на прочность, исходя из давления в топочной камере или газоходах в 3—4 кПа (300—400 кгс/м²). Для определения температур наружной поверхности проводят тепловой расчет обмуровки как многослойной плоской стенки.

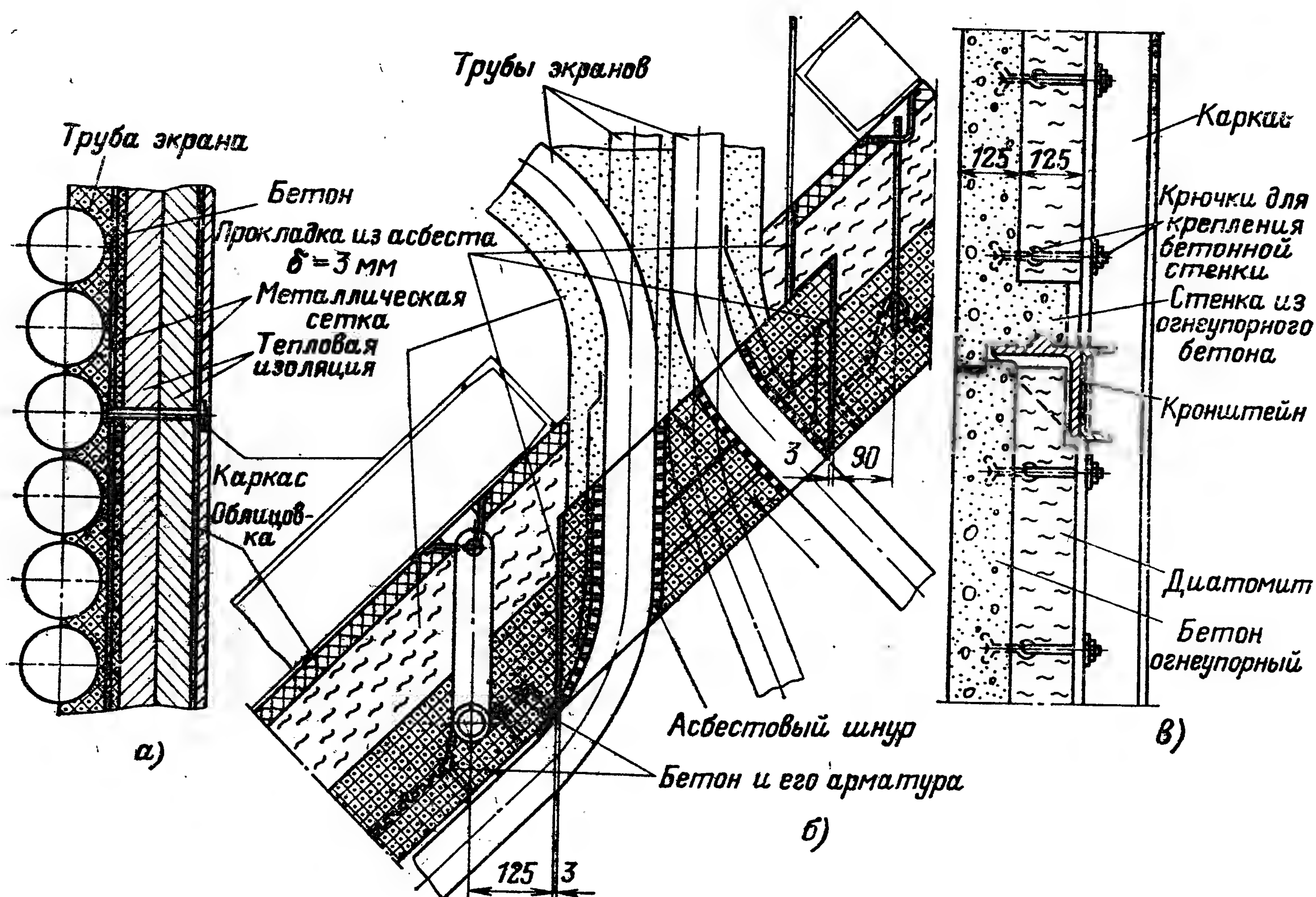


Рис. 5-44. Примеры конструкций облегченных обмуровок с огнеупорным бетоном.
а — на гладкой стене топочной камеры; *б* — на потолке топки; *в* — в газоходе экономайзера.

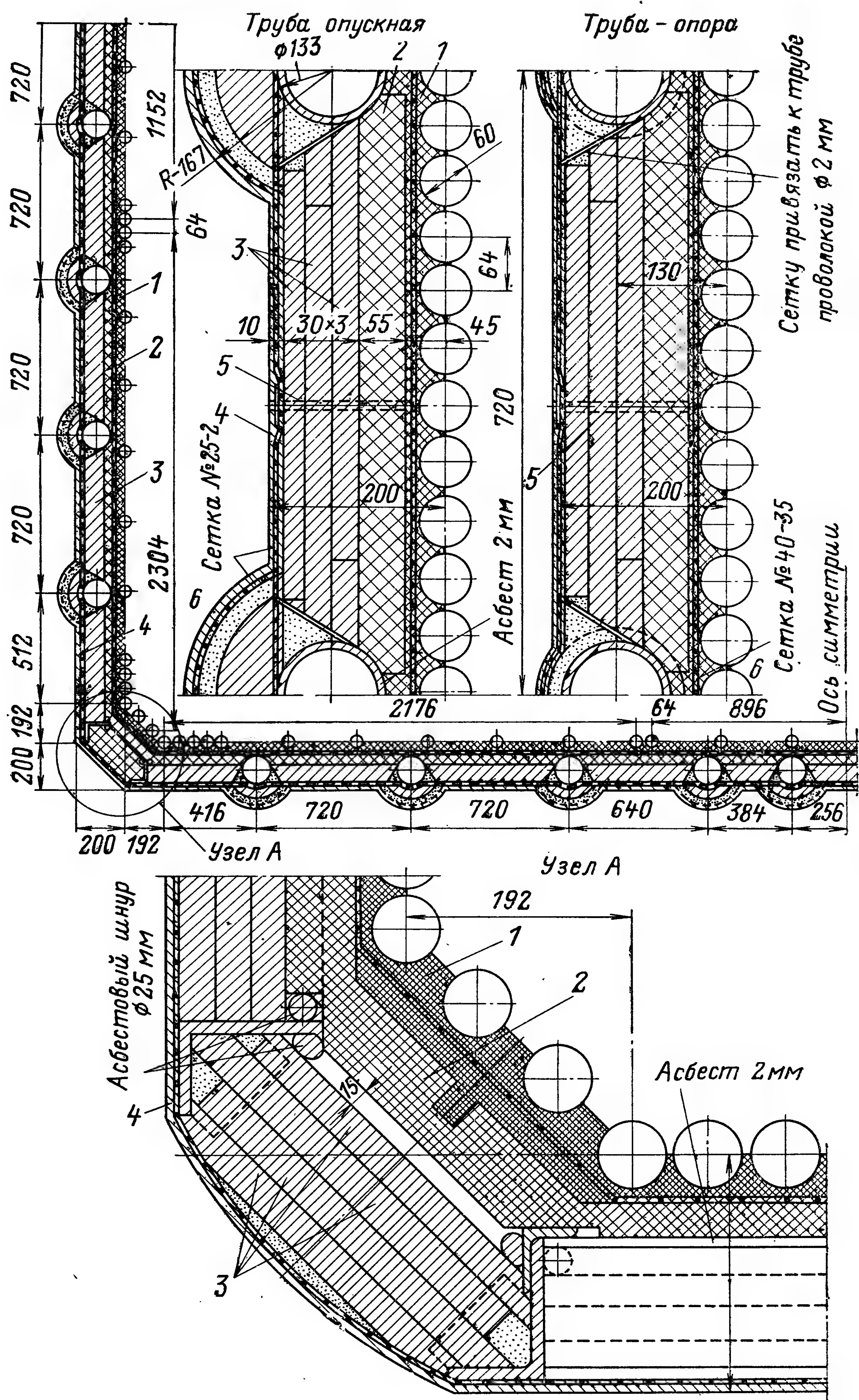


Рис. 5-45. Натрубная обмуровка стен топочной камеры.

1 — торкретная масса; *2* — тепловая изоляция высокотемпературной зоны; *3* — то же низкотемпературной зоны; *4* — штукатурка; *5* — металлические штыри; *6* — сетка металлическая.

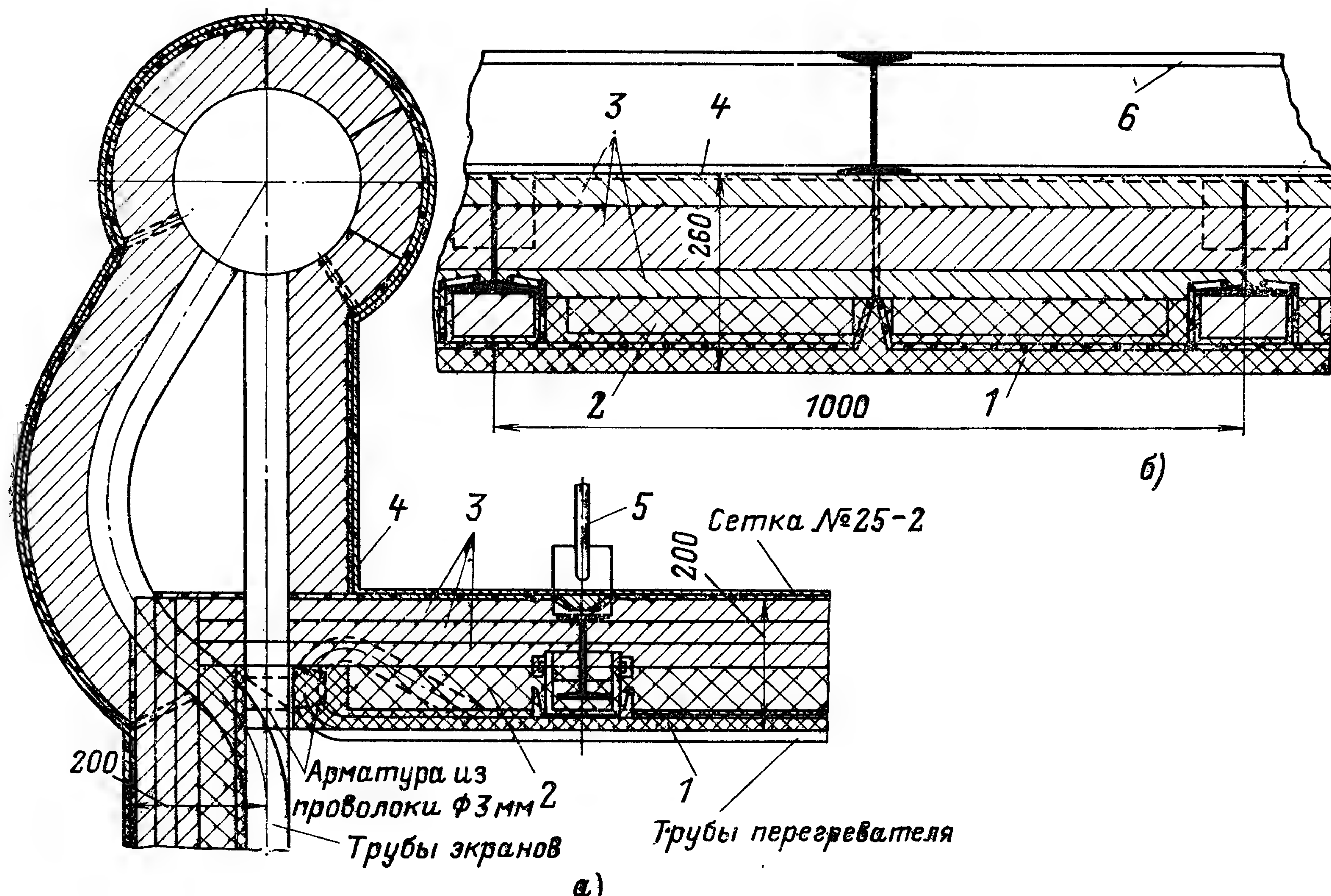


Рис. 5-46. Натрубная обмуровка потолка топочной камеры (*а*) и неэкранированной стены газохода (*б*).

1 — торкретная масса; 2 — тепловая изоляция на высокие температуры; 3 — то же на низкие; 4 — уплотнительная штукатурка; 5 — подвеска труб перегревателя к каркасу; 6 — балки каркаса.

Внешняя температура обмуровки не должна превышать температуру окружающего воздуха более чем на 25—30°С. Разрез обмуровки и примерное (расчетное) распределение температур по слоям и на поверхности металлической обшивки показаны на рис. 5-47.

5-7. ГАРНИТУРА

Устройства, с помощью которых можно осматривать, очищать от внешних загрязнений элементы котельного агрегата, осуществлять визуальное наблюдение за процессом и предохранять от повреждений, называют *гарнитурой*.

К обязательной по правилам Госгортехнадзора гарнитуре относят *топочные дверцы* и *лазы* в обмуровке, *гляделки* для визуального наблюдения за горением и состоянием поверхностей нагрева и футеровки, а также *взрывные предохранительные клапаны*. К гарнитуре относят *шиберы* и *заслонки* для отключения шлаковых и золовых бункеров, регулирования дутья и тяги, *устройства для очистки* внешних поверхностей нагрева.

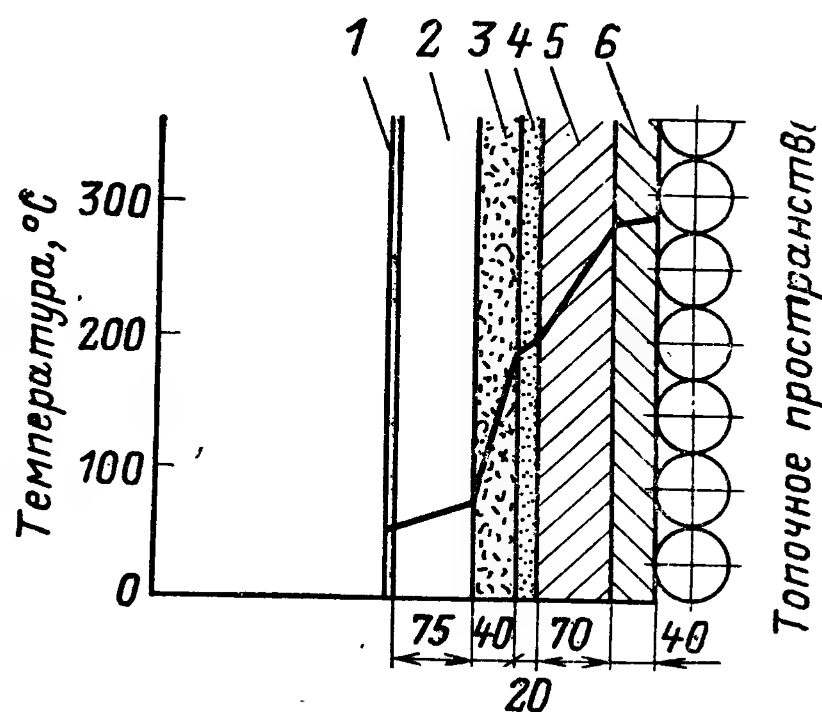


Рис. 5-47. Примерное распределение температур в обмуровке экранированной топочной камеры с металлической обшивкой.

1 — металлическая обшивка; 2 — воздушная прослойка; 3 — матрасы из стекловолокна или шлаковой ваты; 4 — уплотняющая штукатурка; 5 — диатомит; 6 — огнеупорный бетон или шамот.

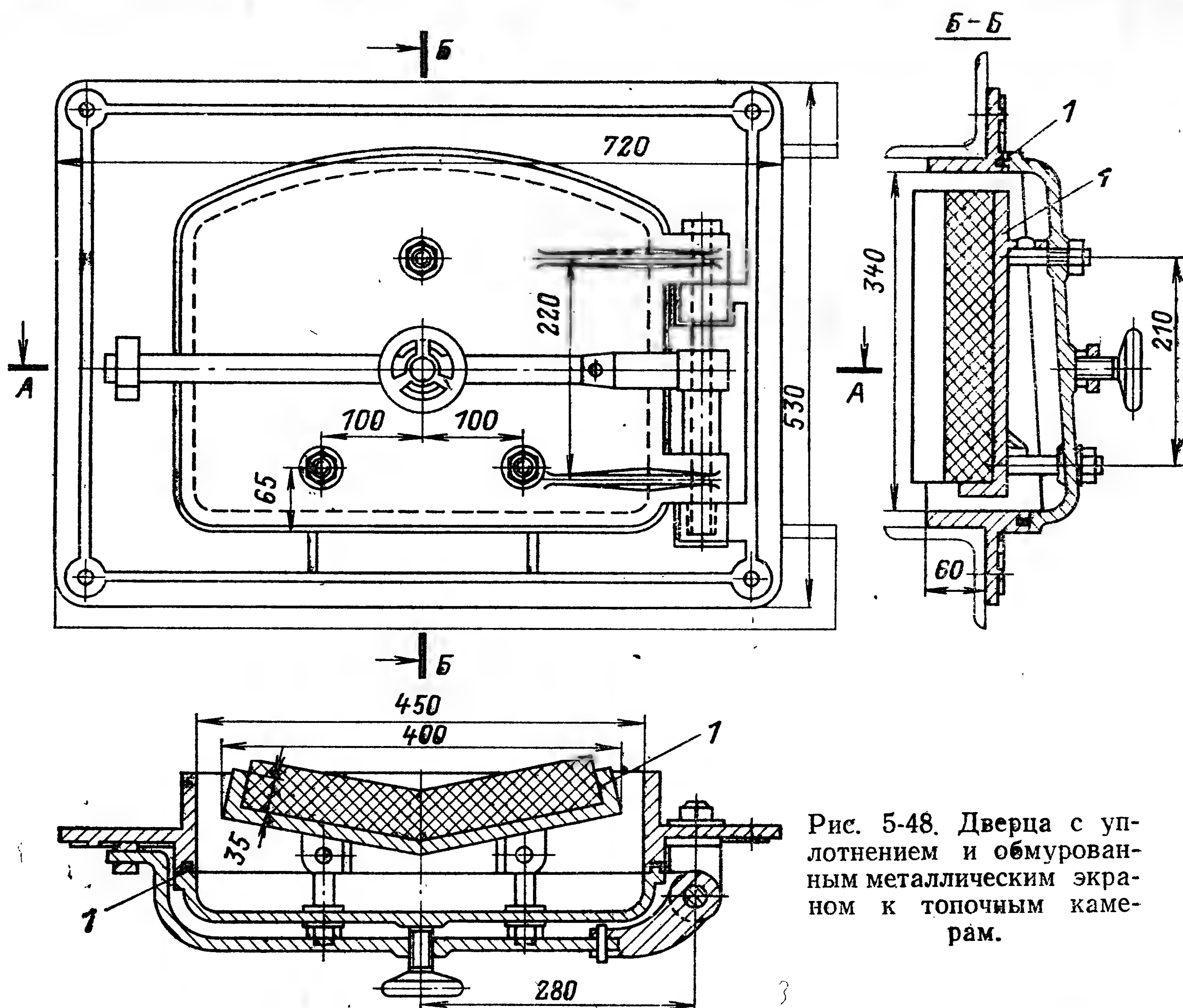


Рис. 5-48. Дверца с уплотнением и обмурованным металлическим экраном к топочным камерам.

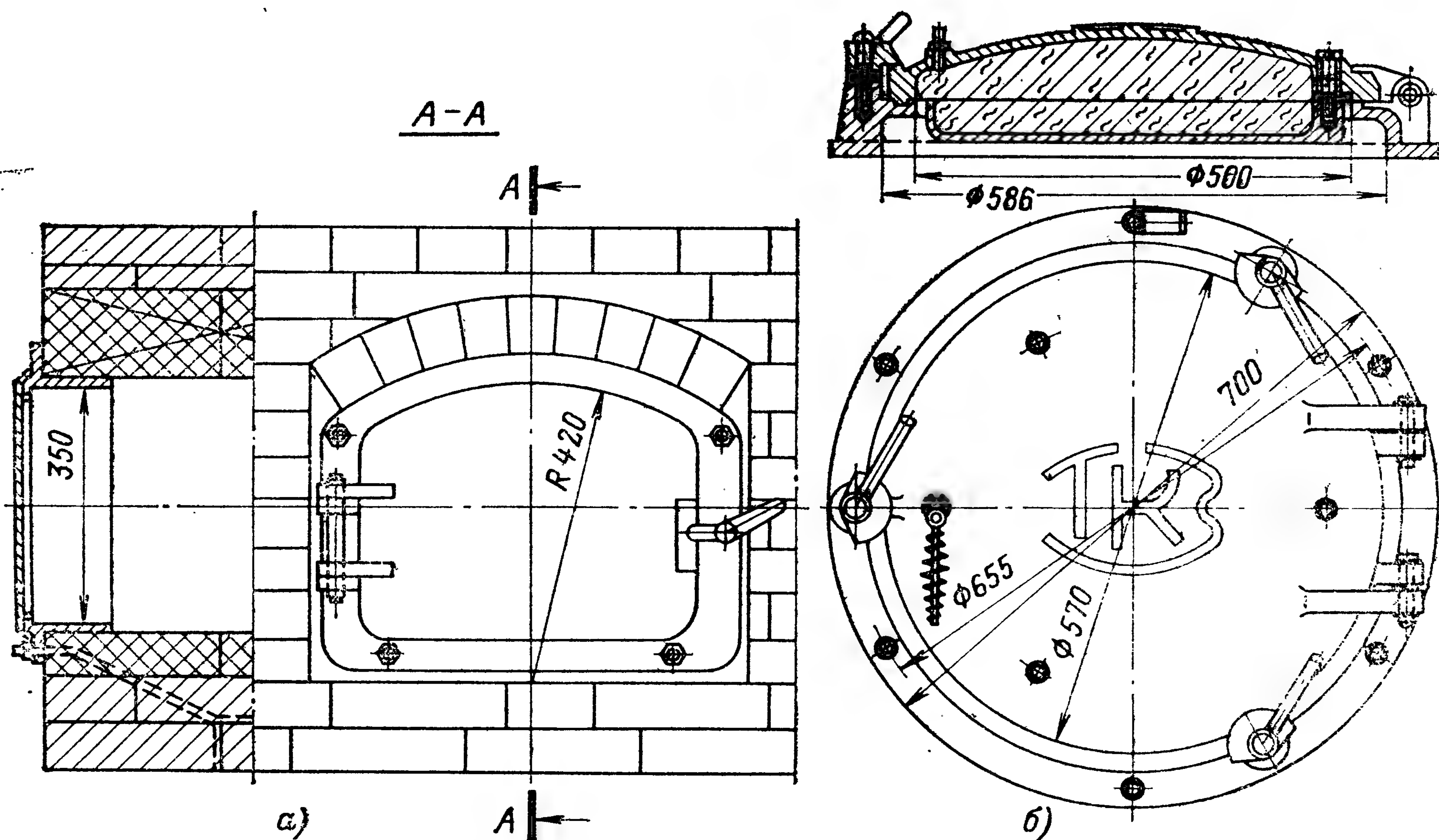


Рис. 5-49. Лазы прямоугольной (*а*) и круглой (*б*) формы в обмуровке для осмотра поверхностей нагрева.

На рис. 5-48 показана чугунная дверца для заброса топлива. На раме дверцы сделан прилив с пазом *1*, в который закладывается асбестовый шнур для уплотнения. Дверца изнутри имеет чугунный щиток — экран, который крепится на раме с выступом, защищающим обмуровку

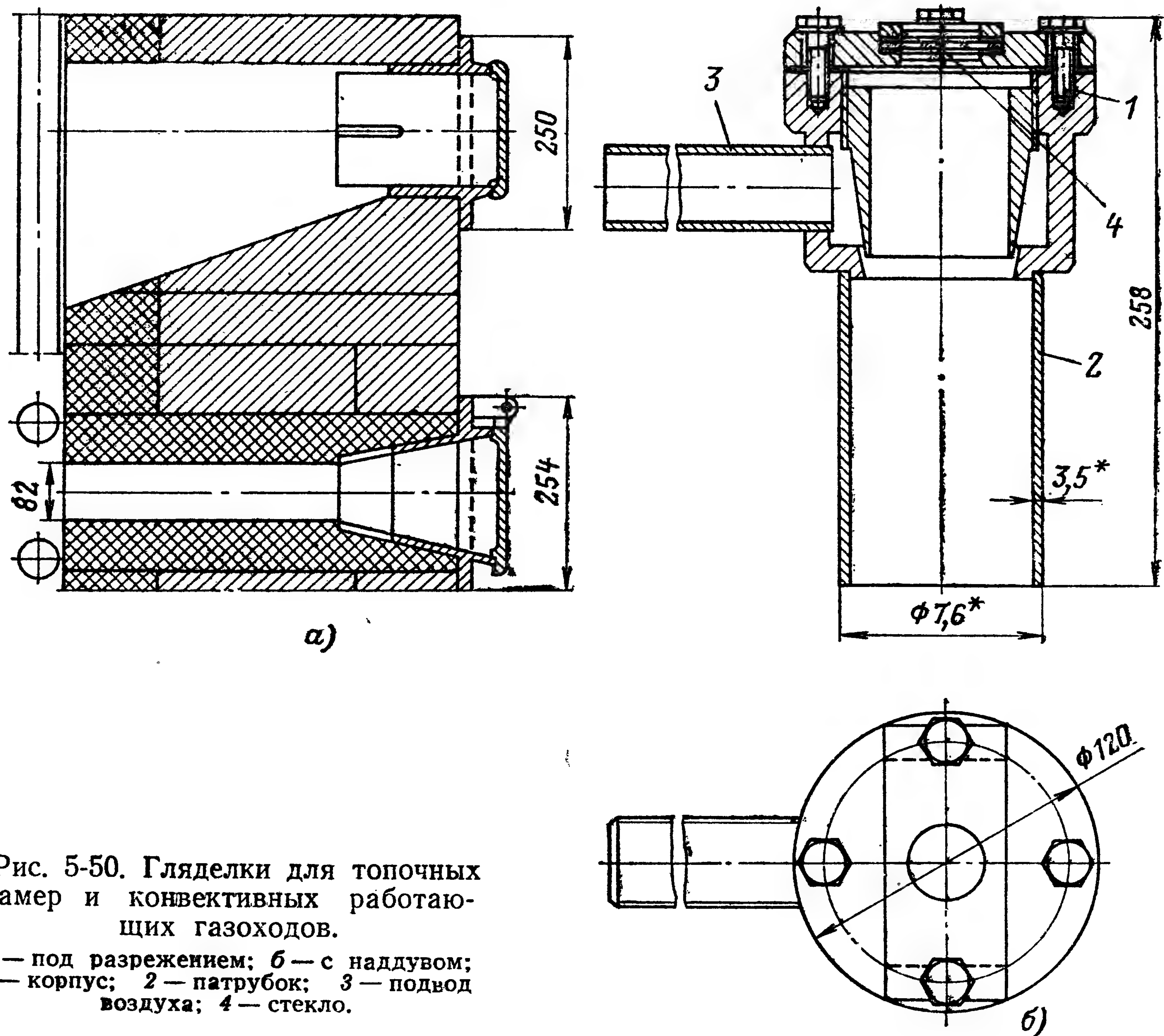


Рис. 5-50. Гляделки для топочных камер и конвективных работающих газоходов.

а — под разрежением; *б* — с наддувом; *1* — корпус; *2* — патрубок; *3* — подвод воздуха; *4* — стекло.

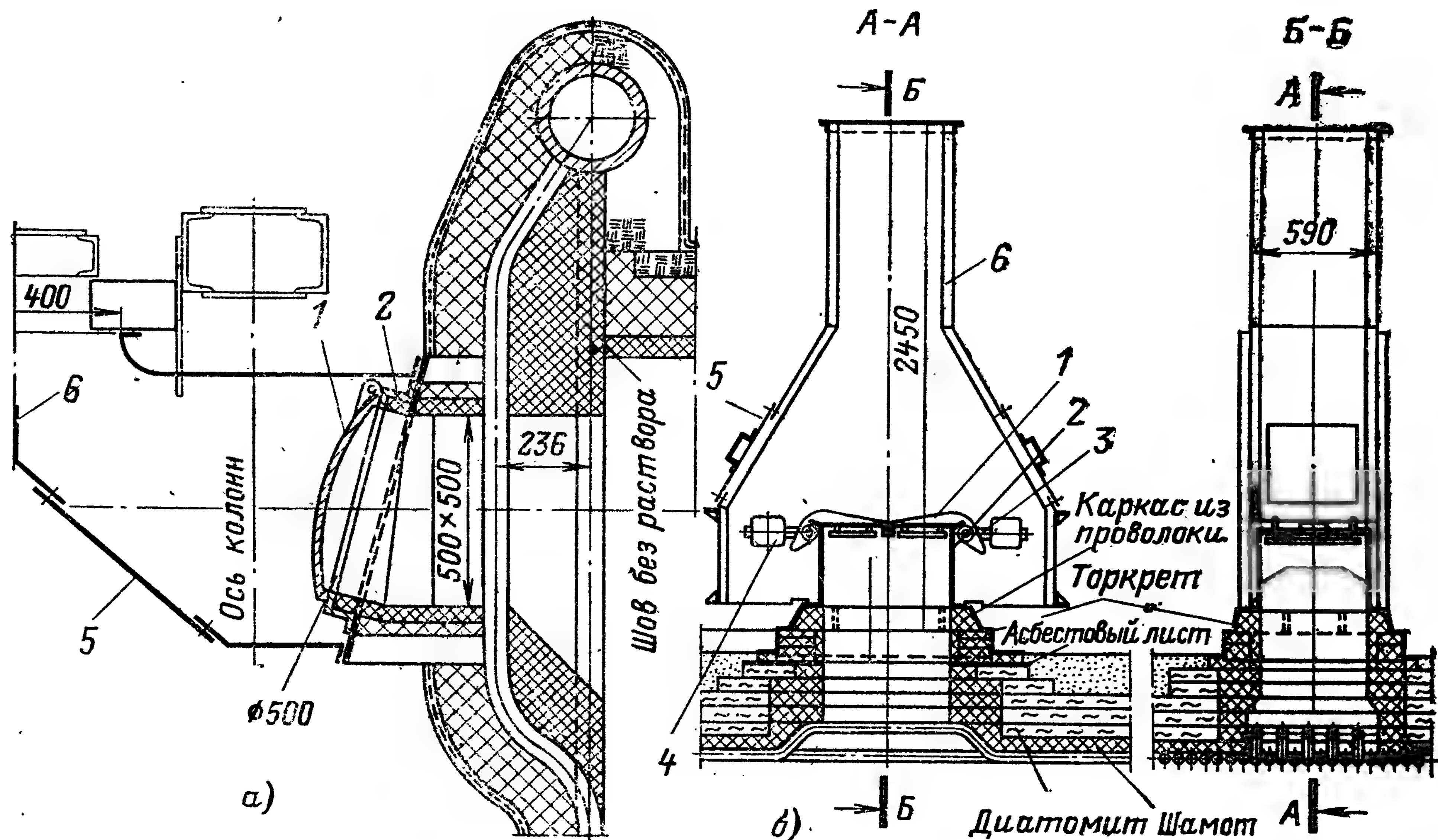


Рис. 5-51. Взрывные клапаны для установки на боковых стенах (*а*) и на потолке (*б*) котельного агрегата.

1 — створка клапана; *2* — корпус; *3* — рычаг; *4* — груз; *5* — люк; *6* — отводящий короб.

от разрушений инструментом при обслуживании решетки. Размеры чугунной гарнитуры определяются ее назначением. Для загрузки топлива, шуровки слоя и выгребания шлака размер отверстия топочных дверец принимают (рис. 5-48) обычно около 450 мм по ширине и 350—450 мм по высоте. Такие же лазы используются для ремонтных работ и осмотра поверхностей нагрева. Лазы в обмуровке выполняют квадратной и

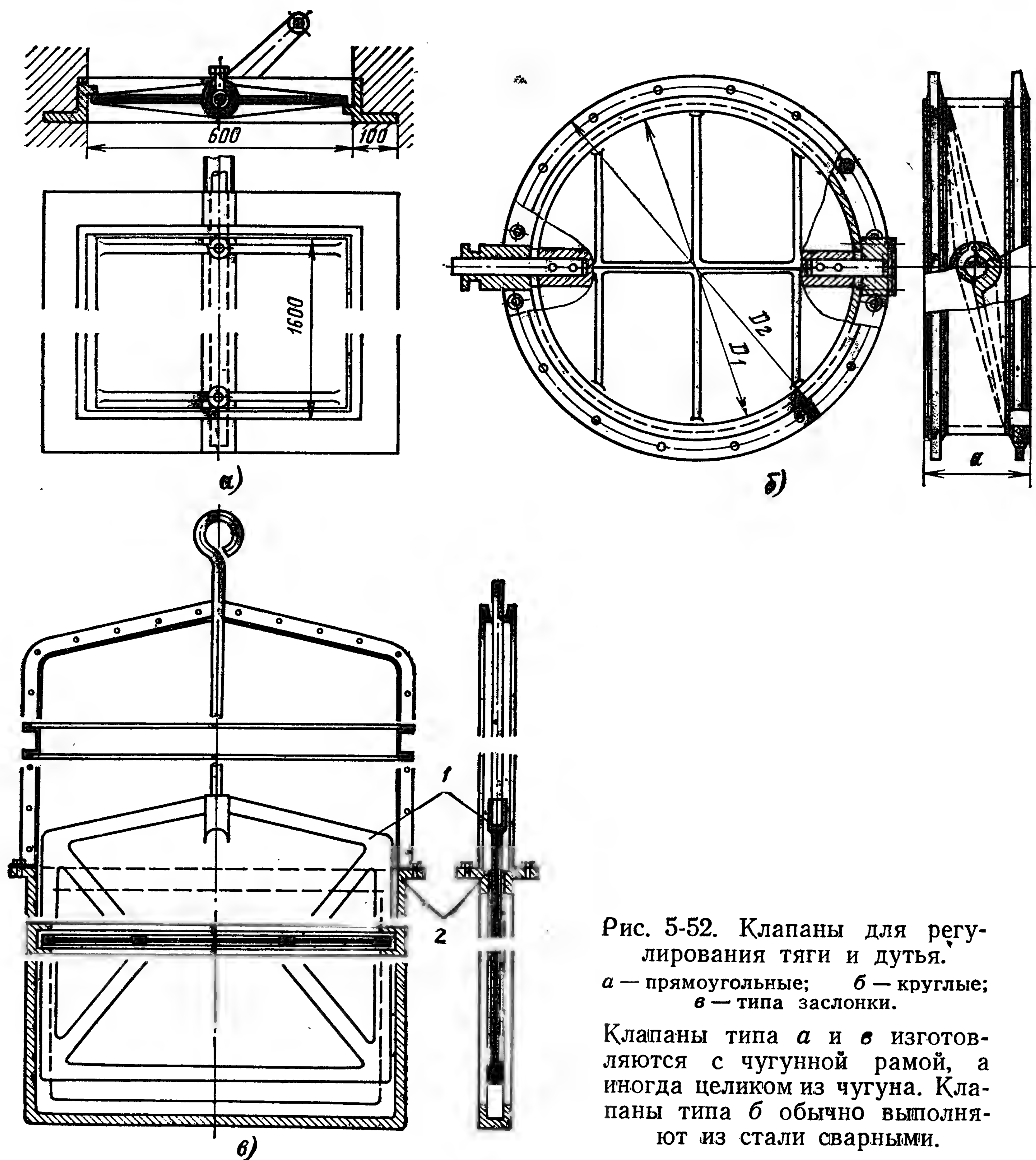


Рис. 5-52. Клапаны для регулирования тяги и дутья.

а — прямоугольные; *б* — круглые; *в* — типа заслонки.

Клапаны типа *а* и *в* изготовляются с чугунной рамой, а иногда целиком из чугуна. Клапаны типа *б* обычно выполняют из стали сварными.

круглой формы (рис. 5-49), и они должны иметь размеры не менее 350×450 мм при выполнении их прямоугольными. Диаметр круглых лазов должен быть не меньше 450 мм. Размеры гляделок, расположенных в топочной камере и газоходах (рис. 5-50), выбираются по заводским нормалям в пределах от 70 до 100 мм. При наддуве уплотнение гляделок и лючков осуществляется воздухом с давлением, бо́льшим, чем в топке или газоходах. Топочные дверцы, лазы и лючки выполняют так, чтобы они не открывались самопроизвольно и не увеличивали присоса воздуха в газовый тракт.

Взрывные предохранительные клапаны (рис. 5-51) устанавливают на котлоагрегатах производительностью до 1,67 кг/с (60 т/с), работающих без наддува на природном газе, мазуте и некоторых видах твердых топлив. Клапаны размещаются в обмуровке топки и газоходов в местах, исключающих травмы персонала, обслуживающего котлоагрегаты.

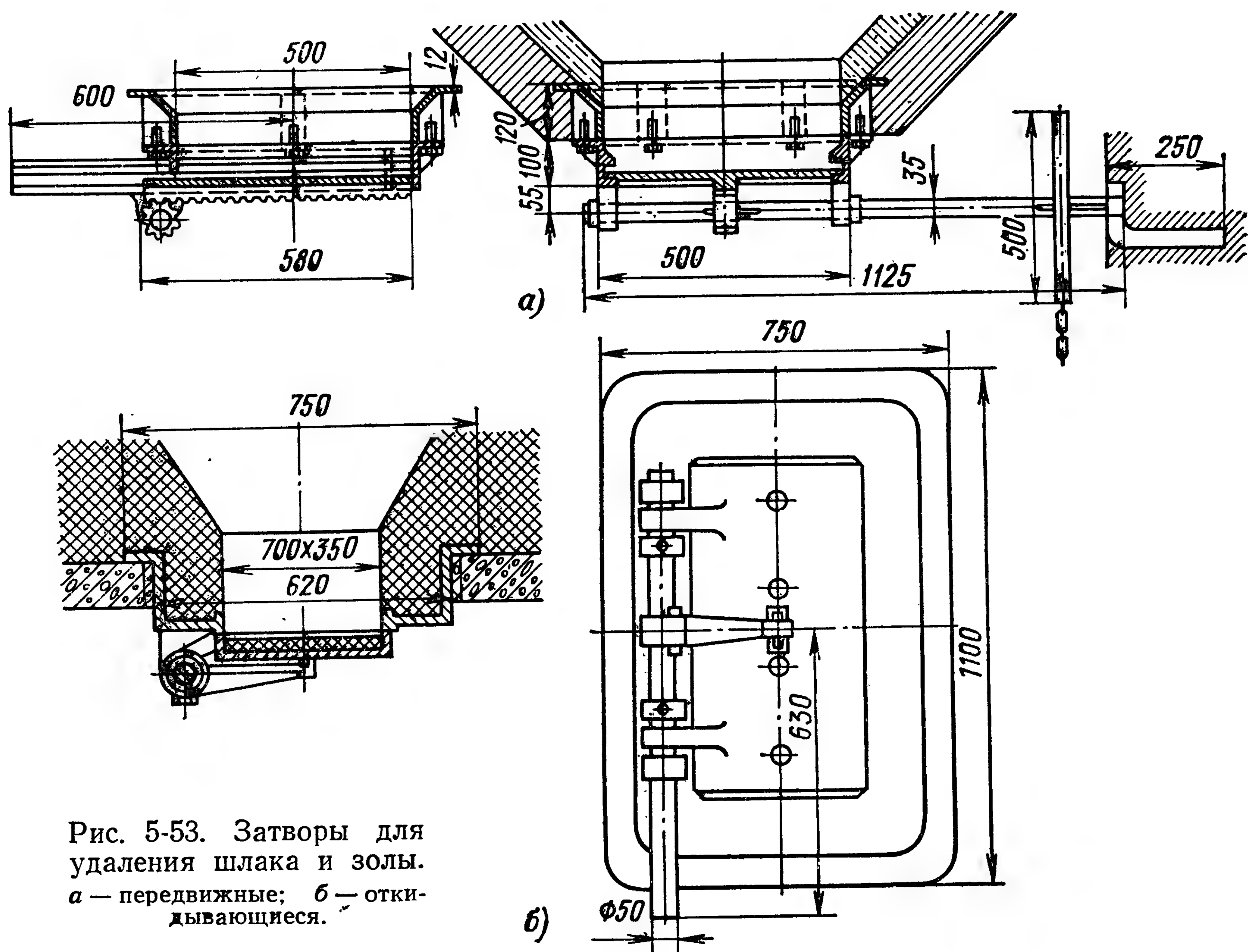


Рис. 5-53. Затворы для удаления шлака и золы.
а — передвижные; *б* — откидывающиеся.

Шиберы и заслонки (рис. 5-52) для регулирования тяги и дутья выполняют поворотными прямоугольниками, круглыми и перемещающимися в вертикальной плоскости в раме *2*. Прямоугольные и круглые шиберы устанавливают в газоходах котлоагрегатов, в воздуховодах прямоугольного сечения и других коробах, если их размеры равны или больше 300×400 мм.

Если воздухо- или газопровод имеет круглое сечение, то устанавливают круглые поворотные клапаны с диаметром условного прохода от 100 мм и более. Заслонки или шиберы *1* для перемещения в вертикальной плоскости устанавливают за котлами самой малой производительности.

Для удаления провалившегося топлива и шлака из-под колосниковой решетки устанавливают специальные затворы, называемые шлаковыми (рис. 5-53). Затворы выполняют (рис. 5-53,*а*) с вынесенным в сторону управлением с помощью цепи, вращающей вал с закрепленной на ней шестерней. Шестерня через зубчатую пластину перемещает шлаковый затвор.

Другой тип затвора (рис. 5-53,*б*) имеет вал, на одном конце которого расположен груз, прижимающий затвор. Эти затворы прямо-

угольной формы выполняют по ширине от 350 до 800 мм и по длине — от 500 до 1100 мм. Для защиты от воздействия горячего шлака затвор, так же как и стены бункера, изнутри защищается огнеупорной кладкой. Такие устройства используют только в котлоагрегатах малой производительности — до 0,56 кг/с (2 т/ч).

При ручном удалении шлака и золы под затворами выделяется пространство, в которое устанавливают вагонетку (рис. 5-54,*а*). При

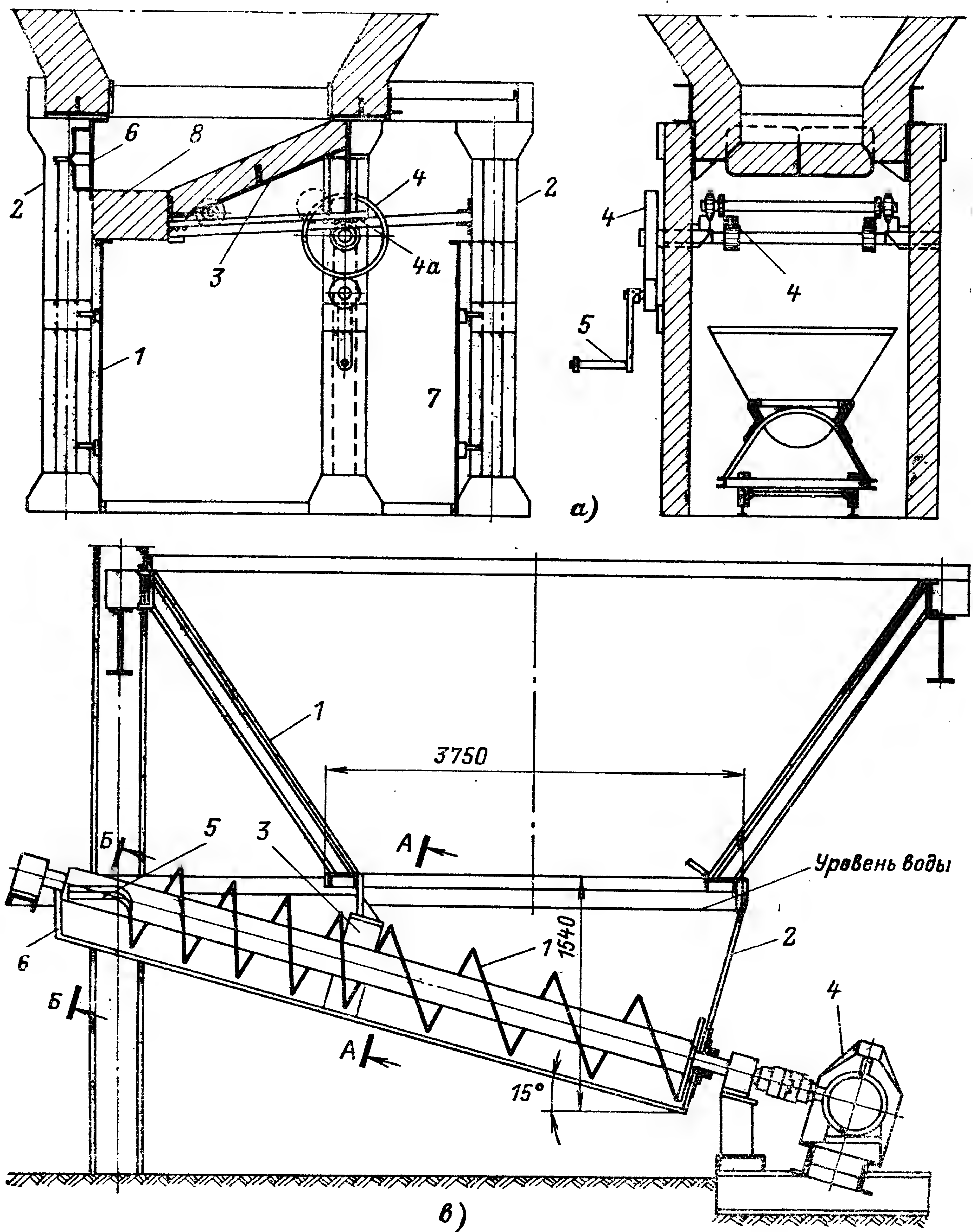


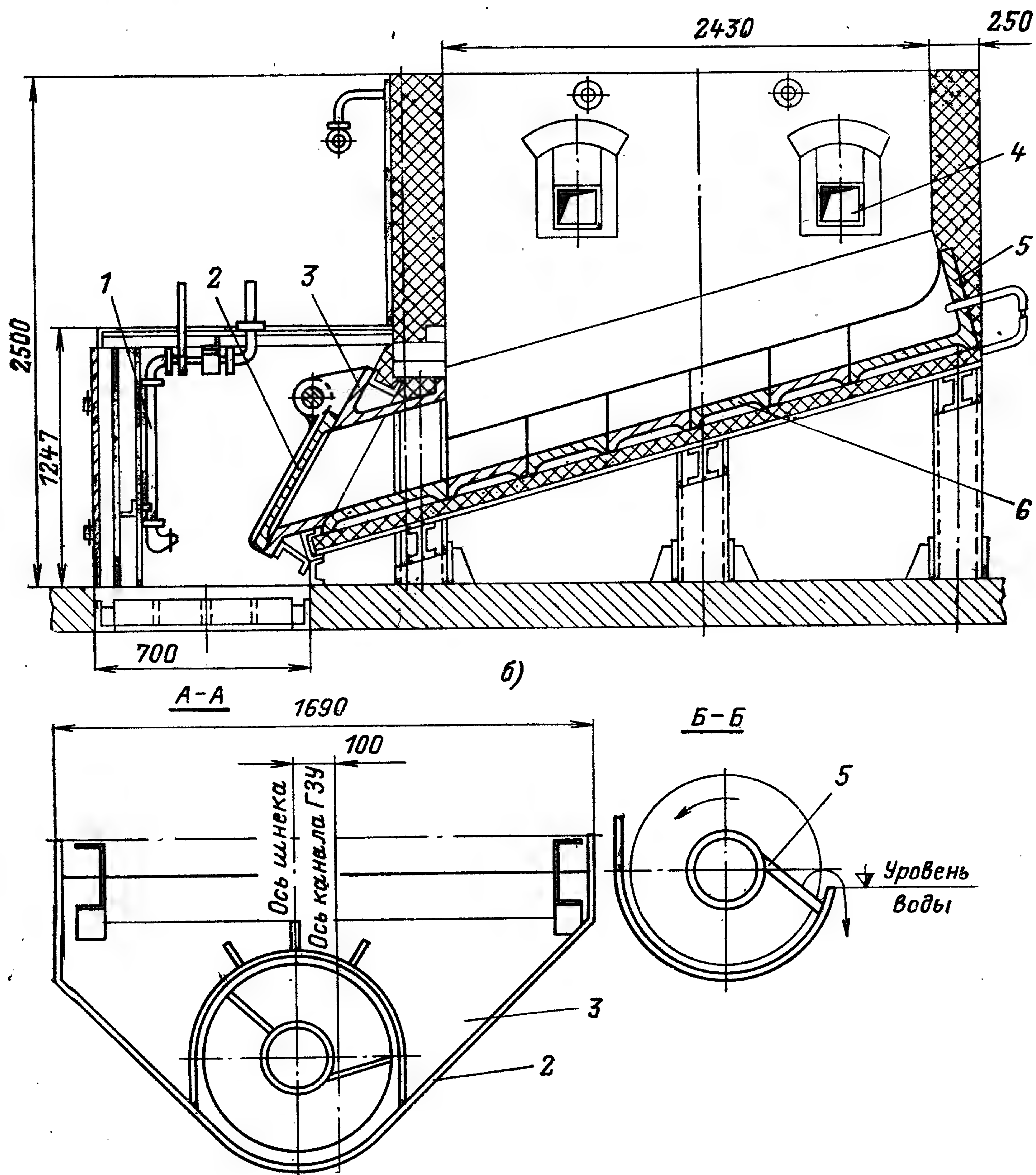
Рис. 5-54. Комоды и шахты

а — удаление шлака вагонетками; *1, 7* — дверцы камеры; *2* — каркас; *3* — затвор; *4, 4а* — привод; *1* — подвод воды; *2* — крышка шахты; *3* — опора крышки; *4* — гляделка; *5, 6* — чугунные плиты; шнека; *5* — плита;

накоплении шлака или золы в бункере шибер открывают, шлак и золу спускают в вагонетку и после охлаждения удаляют из котельной.

При производительности котлоагрегата более 0,56 кг/с (2 т/ч) удаление шлака и золы из котельной механизируется. Более крупные котельные с агрегатами производительностью свыше 5,6—8,4 кг/с (20—30 т/ч) оборудуют механизированными шлакозолоудаляющими устройствами. Из шахт для шлака (котлов) или специальных устройств, в том числе для золы под газоходами и из золоуловителей, шлаки и зола попадают в системы шлакозолоудаления. Такие устройства поставляют котлостроительные заводы. Выбор типа шлаковой шахты или комода связан с принятой для данной котельной системой шлакозолоудаления.

Изображенные на рис. 5-54,*б* и *в* устройства предназначены для гидравлической системы удаления шлака и золы. Из шахты



для шлака.

5 — рукоятка привода; *6* — гляделка; *8* — кладка; *б* — удаление шлама смывом водой: *в* — удаление шлака шнеками: *1* — бункер для шлака; *2*, *3* — камера шнека; *4* — привод *6* — торец короба.

(рис. 5-54,*б*) шлак удаляется в ванну с водой. Шнек (рис. 5-54,*в*), вращаясь со скоростью 2,5 об/мин, подает шлак на дробильную плиту для измельчения не особо плотных, но спекшихся кусков шлака до размера не больше 80 мм. С плиты шлак лопастью верхнего конца шнека выбрасывается в каналы гидрозолоудаления.

Для закрытия бункеров золы под газоходами, золоуловителями сухого типа и бункеров цепных механических решеток устанавливают золовые затворы (рис. 5-53,*а* и *б*) с отверстием 500×500 мм.

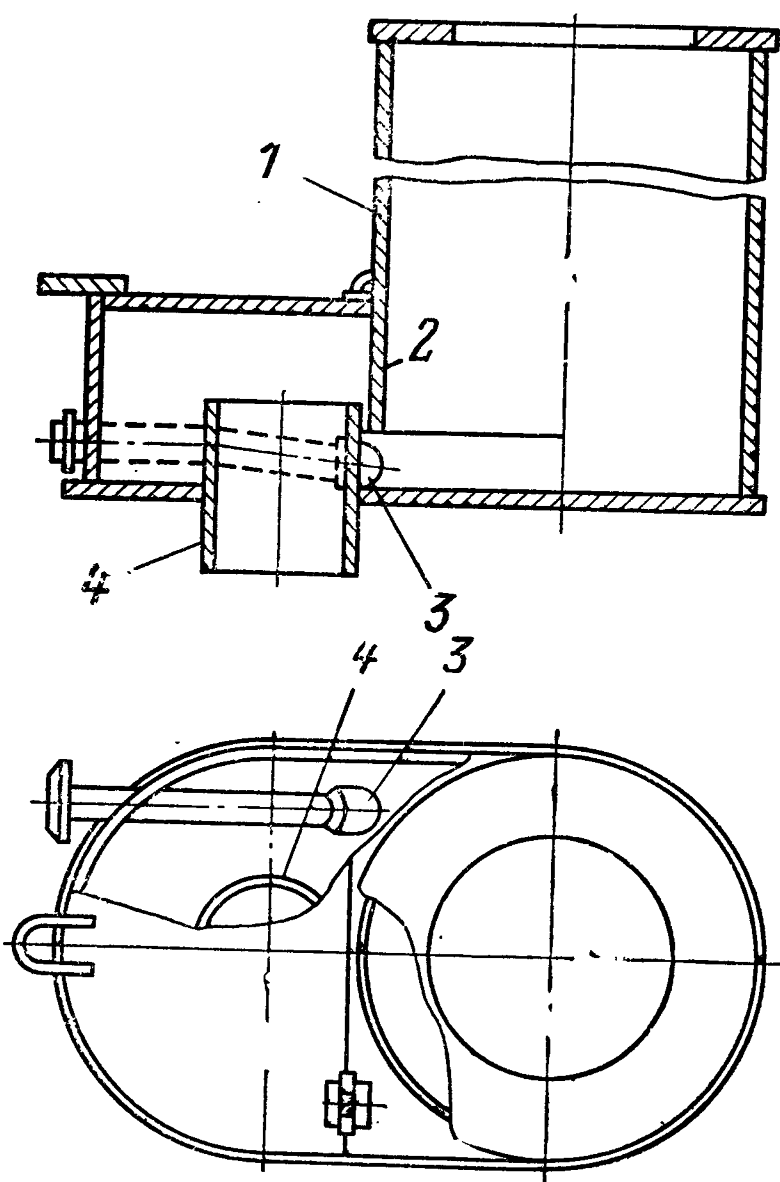


Рис. 5-55. Золосмывной аппарат со свободным сливом.

На котлоагрегатах, оборудованных гидравлическим удалением шлака, устанавливают золосмывные аппараты со свободным сливом (рис. 5-55). Золосмывной аппарат состоит из корпуса *1*, гидрозатвора *2*, сопла *3* и патрубка *4* для слива воды с золой (пульпы) в канал гидрозолоудаления. До золосмывного аппарата на течке от бункера устанавливают мигалку, затвор или другое отключающее устройство.

Экранные трубы, ширмовые поверхности нагрева и пароперегреватели очищаются обычно выдвижными обдувочными аппаратами, т. е. струей пара или сжатого воздуха, вытекающего из сопл с высокой скоростью. Струя ударяет и сбивает отложения с труб. Обдувочный аппарат (рис. 5-56) состоит из выдвигающейся трубы — шпинделя *1* с головкой, в которую вварены сопла *2* и редуктора *3*, соединенного с электродвигателем *4*. Большое колесо редуктора насажено на трубу — шпиндель. Труба при перемещении в топку с помощью рычага *5* и механизма *6* открывает или закрывает клапан *7*, через который в трубу поступает пар или сжатый воздух. Головка с соплами вдвигается в топку на заданное расстояние, вращается и обдувает трубы в радиусе 2,5—3,0 м. Это осуществляется автоматически и длится около 30 с.

Аппарат крепится к каркасу, а в обмуровке устанавливают втулку *8*, в которую выводится для защиты от обогрева головка аппарата при перерывах в его работе.

Для очистки конвективных поверхностей нагрева, расположенных в газоходах с температурой до 700°С, используются обдувочные аппараты с трубой из жаропрочной стали, постоянно находящейся в газоходе. На вращающейся трубе *1* имеется несколько сопл *2*, через которые выходит пар или воздух и обдувает трубы в радиусе до 1,5 м. Общий вид такого аппарата приведен на рис. 5-57.

Для очистки ребристых поверхностей нагрева, например чугунного водяного экономайзера ВТИ, применяется обдувочный аппарат (рис. 5-58), состоящий из трубы *1* с патрубками *2*, в которые вварены сопла. Пар подводится к этой трубе через запорные вентили *3* и трубу *4*. Перемещение в раме из швеллеров обдувочной трубы *1* осуществляется вдоль оси труб водяного экономайзера на половину их длины вперед и назад с помощью муфты *5* и винта *6*, вращаемого в подшипниках *7* ручным приводом с цепью. Такой аппарат может состоять

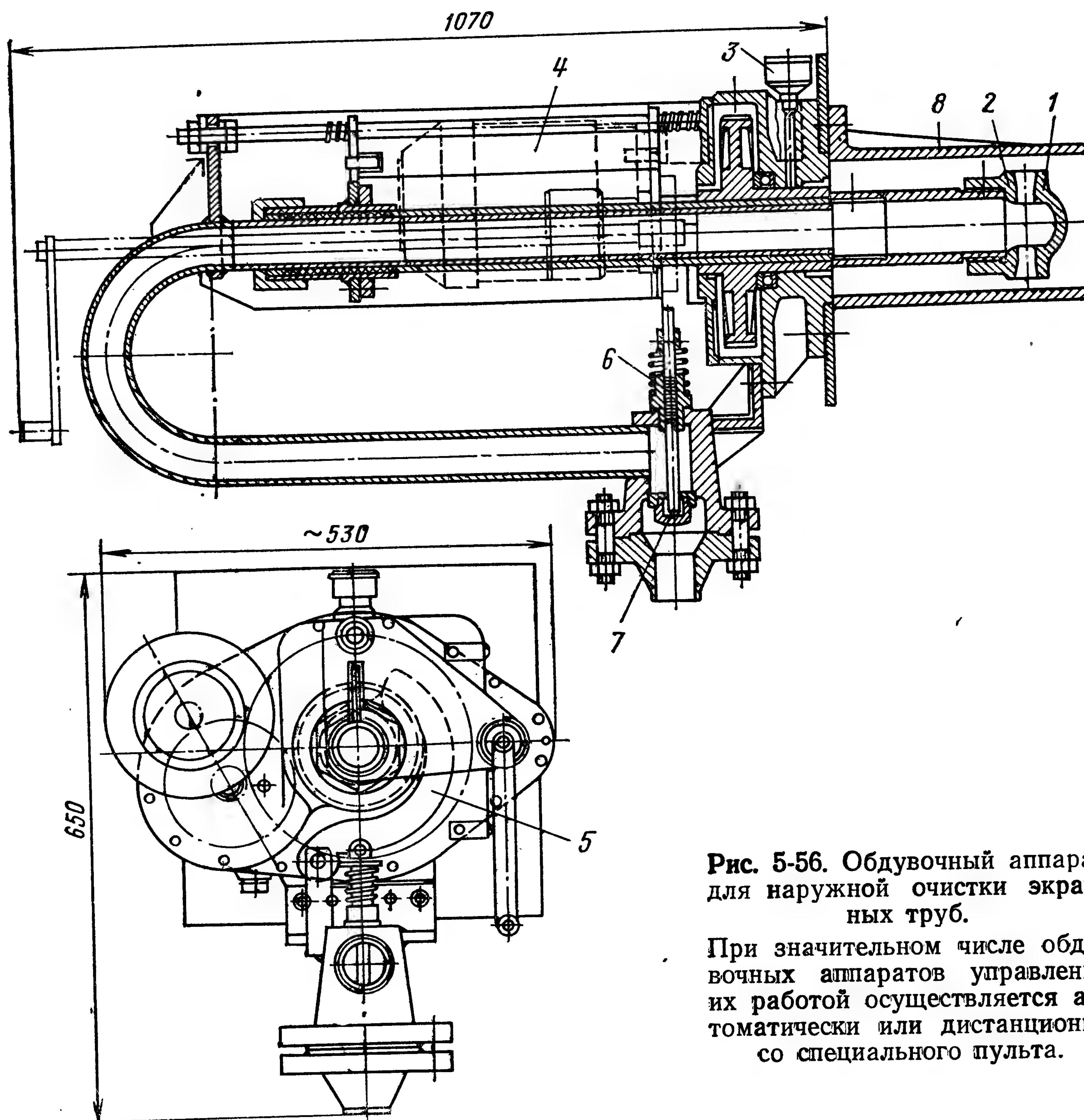


Рис. 5-56. Обдувочный аппарат для наружной очистки экранных труб.

При значительном числе обдувочных аппаратов управление их работой осуществляется автоматически или дистанционно со специального пульта.

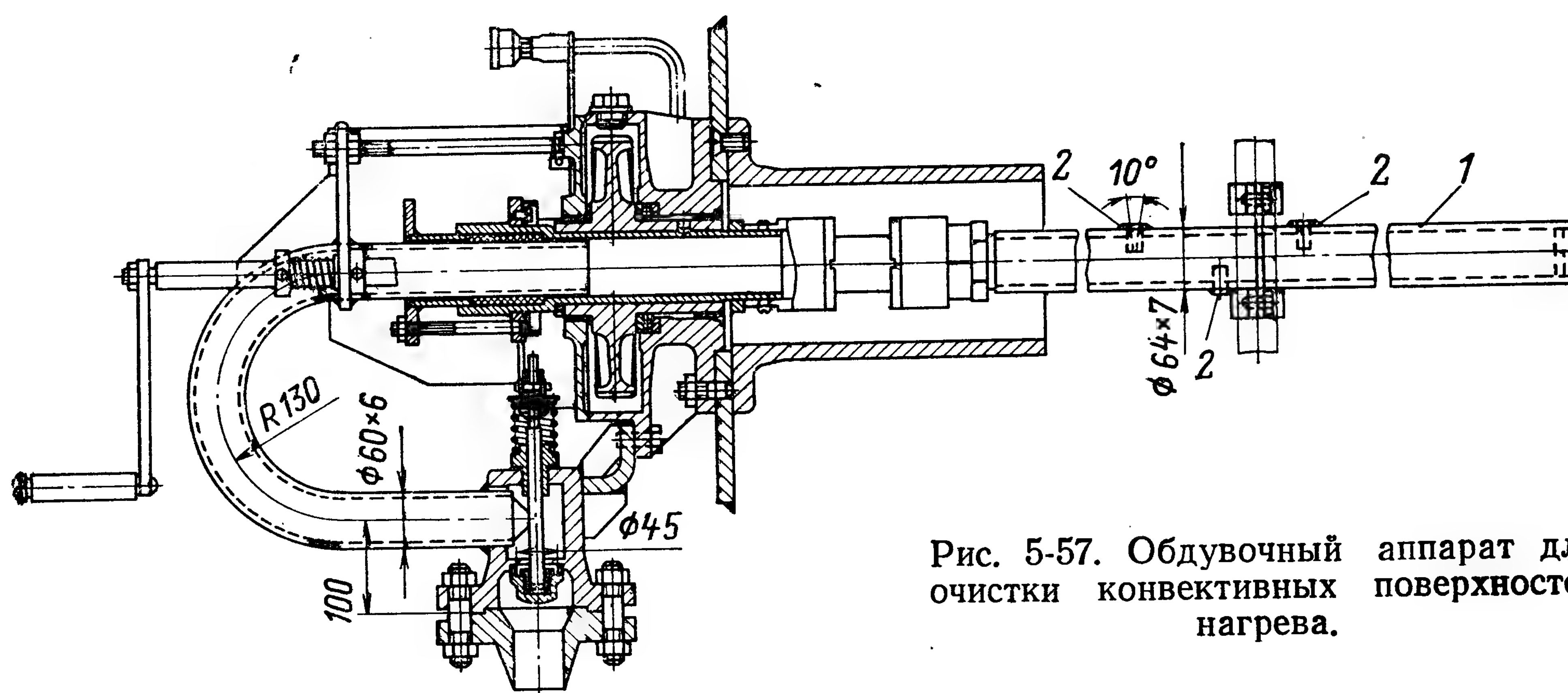


Рис. 5-57. Обдувочный аппарат для очистки конвективных поверхностей нагрева.

из одной или двух секций и обдувать не больше четырех рядов труб по глубине.

Обмывка поверхностей нагрева, например регенеративных воздухоподогревателей, осуществляется с помощью стационарного устройства (рис. 5-59), состоящего из трубы со щелями, которая разделена перегородками на три части и имеет к каждой части свой подвод воды. Один конец трубы жестко закреплен, другой лежит на скользящей опоре.

При отложениях с высокой кислотностью, что имеет место при сжигании сернистых мазутов, вода должна быть щелочной и иметь температуру около 80—90°С.

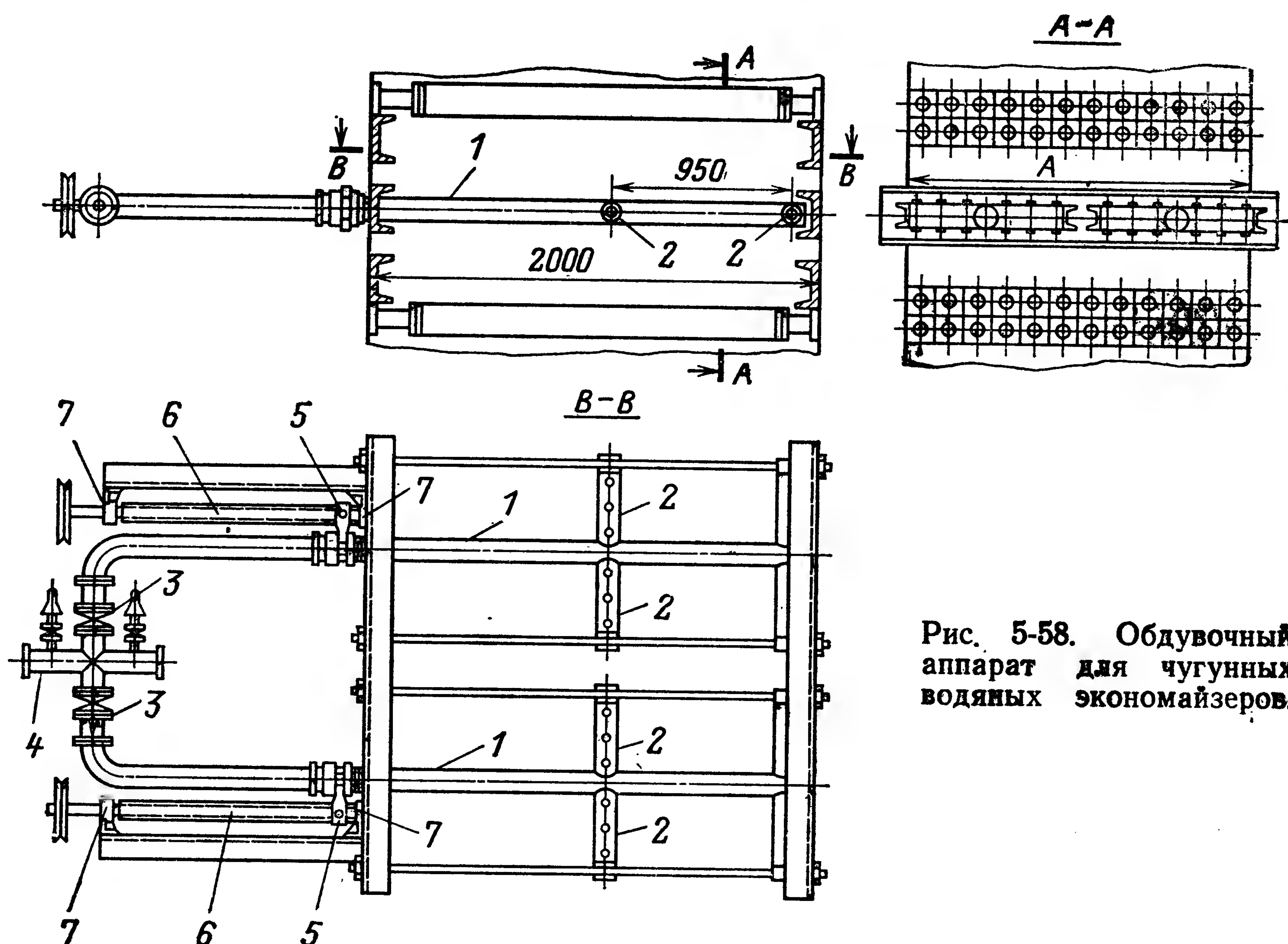
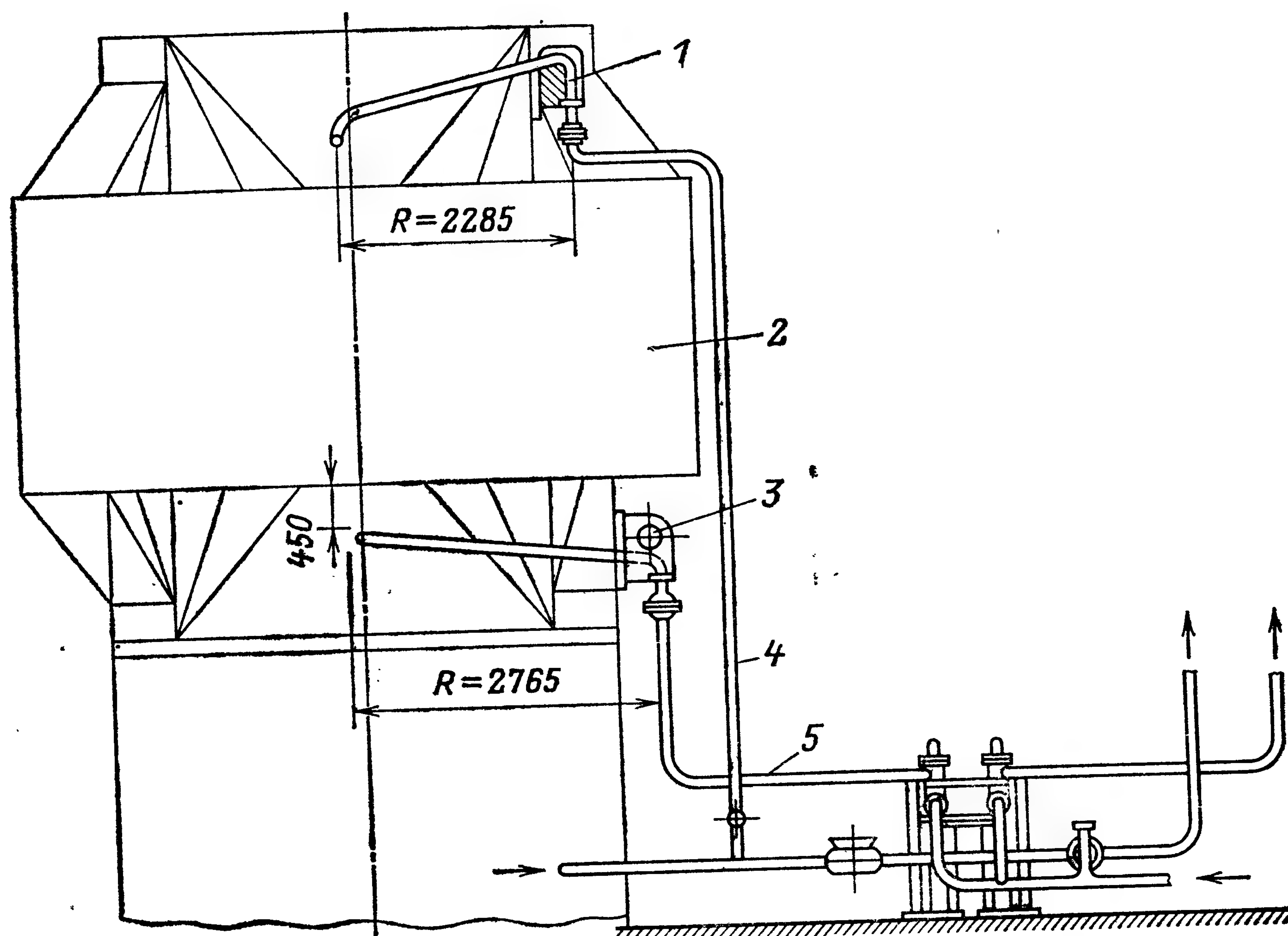


Рис. 5-58. Обдувочный аппарат для чугунных водяных экономайзеров.

Для конвективных поверхностей нагрева с различным расположением труб разработан метод очистки металлической дробью, падающей с некоторой высоты и разрушающей отложения. Ударяясь о полусферу разбрасывателя *5*, дробь (рис. 5-60) рассеивается по газоходу и, падая, сбивает отложения с труб.

Схема установки для очистки дробью показана на рис. 5-61. Установка состоит из питателя *1* для подачи дроби из бункера *2* в трубу *13*, по которой осуществляется подъем дроби на потолок газохода в дробеуловитель *12*. В дробеуловителе с помощью эжектора *10* и регулирующего вентиля *11* создается разрежение, за счет которого воздух с дробью по трубе *13* поднимается вверх. Из дробеуловителя *12* под действием силы тяжести дробь опускается по трубе к конусной мигалке *9* и промежуточному бункеру *7*. Из него дробь по трубам движется к расположенным в газоходе патрубкам *8* с открытым концом и вместе с охлаждающим их воздухом поступает в замедлитель движения дроби *6* и к разбрасывателю *5*. Далее, пройдя поверхности нагрева, дробь вместе с отложениями собирается в бункере *4* под конвективной шах-



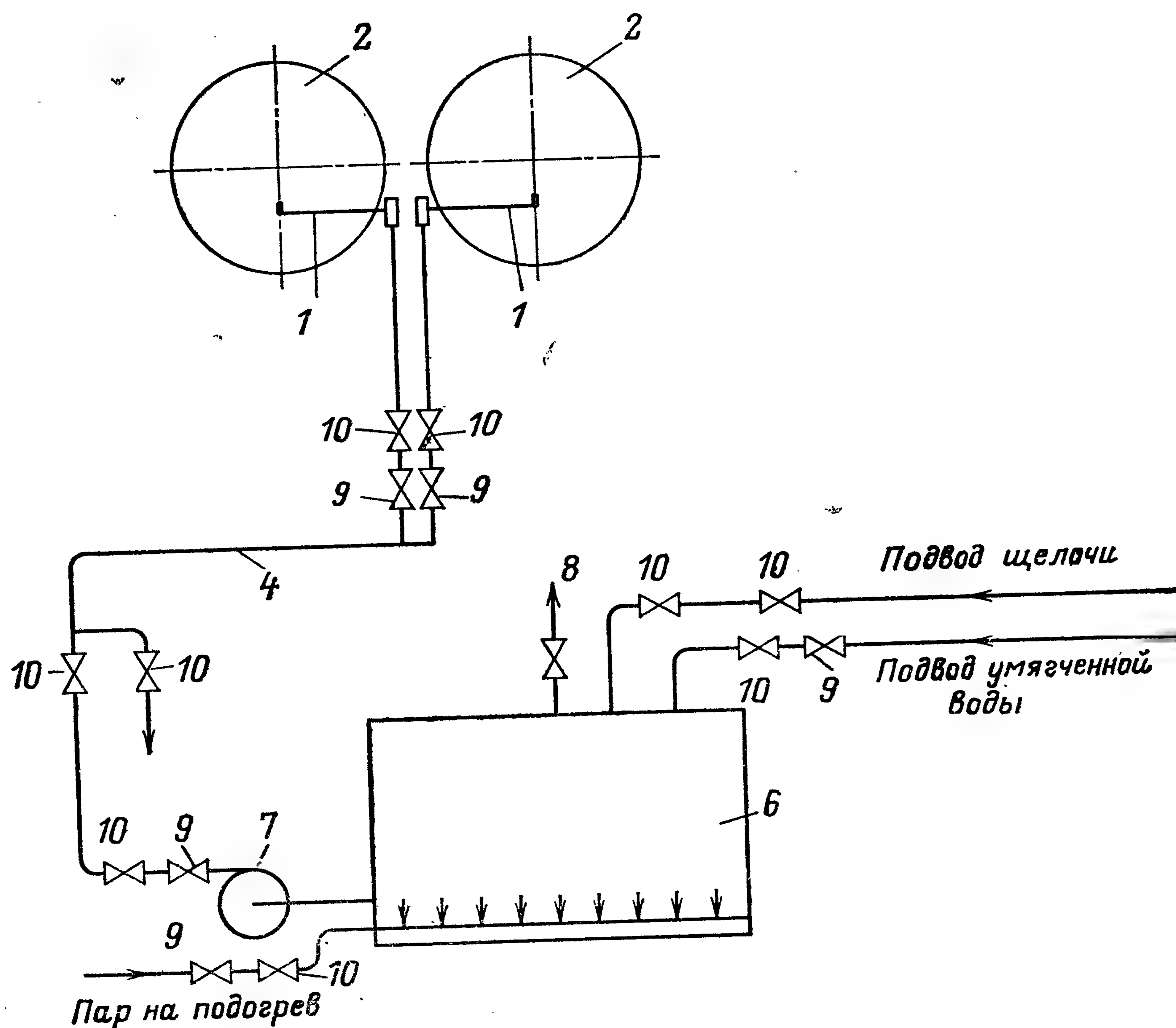


Рис. 5-59. Стационарное устройство для обмывки поверхностей нагрева.

1 — аппараты для обмывки — трубы со щелями; 2 — ротор регенеративного воздухоподогревателя или другая поверхность нагрева; 3 — обдувочный аппарат для пара или воздуха; 4 — подвод щелочной воды; 5 — подвод пара или воздуха; 6 — бак для приготовления щелочного раствора; 7 — насос для подачи воды на промывку; 8 — воздушник; 9 — обратные клапаны; 10 — вентили.

той, проходит через сепаратор *3* с мигалкой в бункер *2*. Отложения отсеиваются от дроби в сепараторе *3*.

Имеются установки, работающие на сжатом воздухе, который транспортирует дробь. В газоход дробь может быть заброшена специальными устройствами — дробеметателями. Количество дроби (изготовляемой из чугуна с размерами в 4—6 мм) составляет для шахматных пучков 100—200 кг/м², для коридорных — 300 кг/м² свободного сечения газохода.

Очистка должна проводиться через 4 ч работы агрегата в течение 30—60 мин. Расход энергии на подъем дроби от 0,02 до 0,01 кВт·ч/кг. При использовании систем очистки дробью верхние ряды труб каждого пучка целесообразно защищать от повреждений из-за наклепа поверхности дробью.

Общий вид установки для возврата несгоревших частиц топлива — уноса из газоходов в топочную камеру приведен на рис. 5-62. Установка состоит из вентилятора *1*, создающего напор около

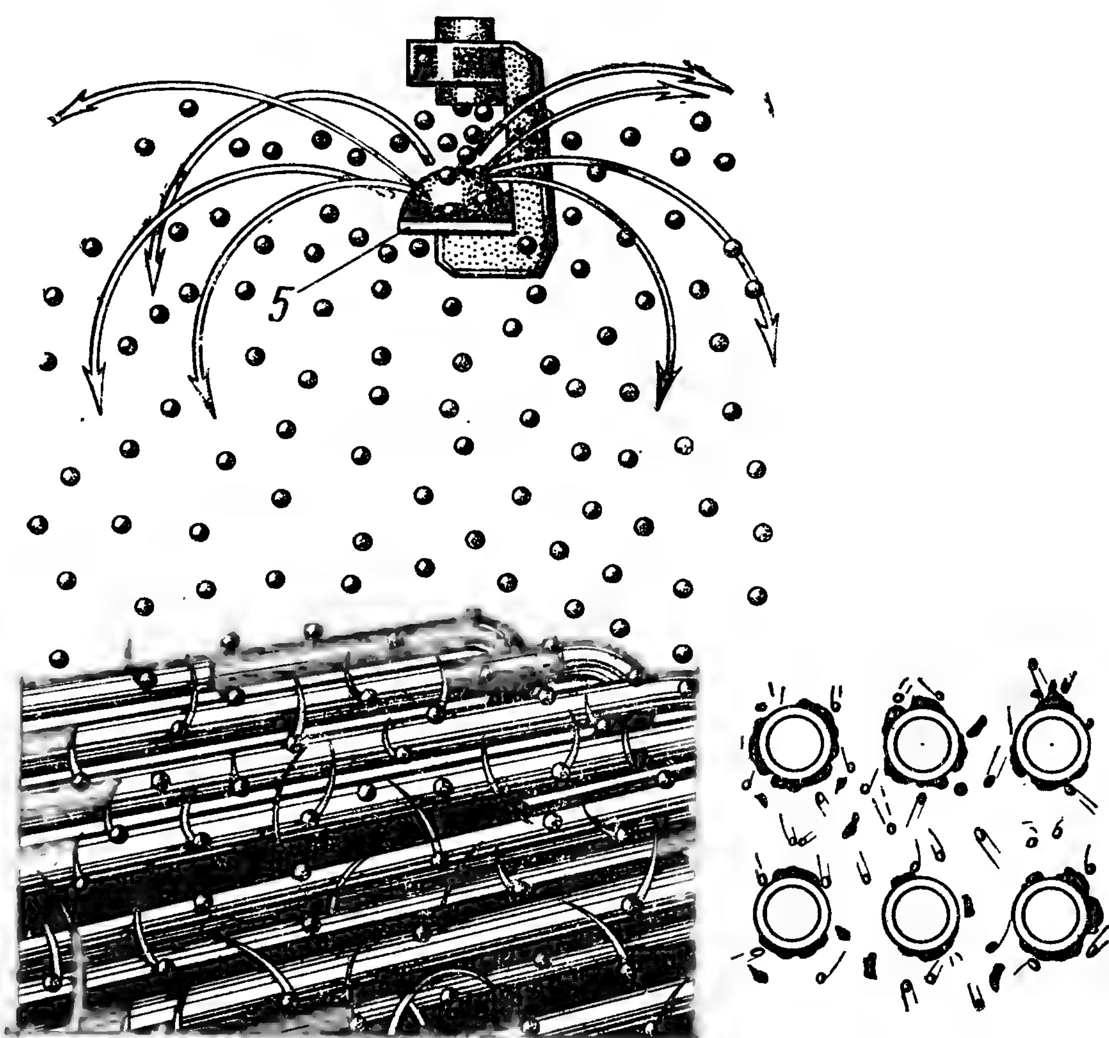


Рис. 5-60. Устройство для удаления дробью отложений с наружной поверхности нагрева в конвективных шахтах.

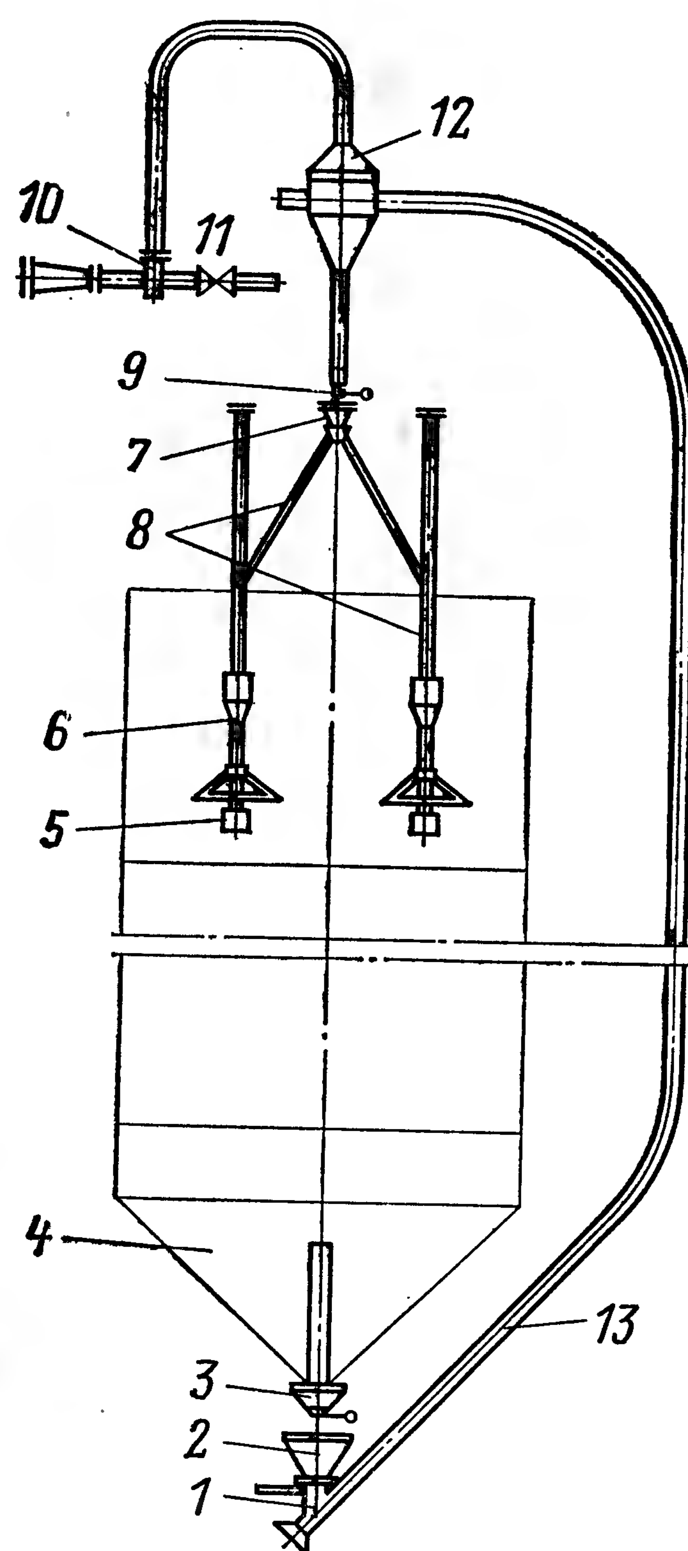


Рис. 5-61. Установка для очистки поверхностей нагрева металлической дробью.

4 кПа (400 кгс/м²) при производительности 0,278 м³/с (1000 м³/ч), что составляет от 5 до 10% количества воздуха, потребного для горения. Воздух нагнетается в коллектор *2*, откуда по трубам *3* разводится по газоходам. В газоходах установлены эжекторы *4*, подсасывающие к воздуху унос; по трубопроводам *5* унос транспортируется к соплам *6*, вмонтированным в заднюю стену топочной камеры. Через сопла унос несгоревших частиц попадает в факел и на слой горящего топлива, где догорает.

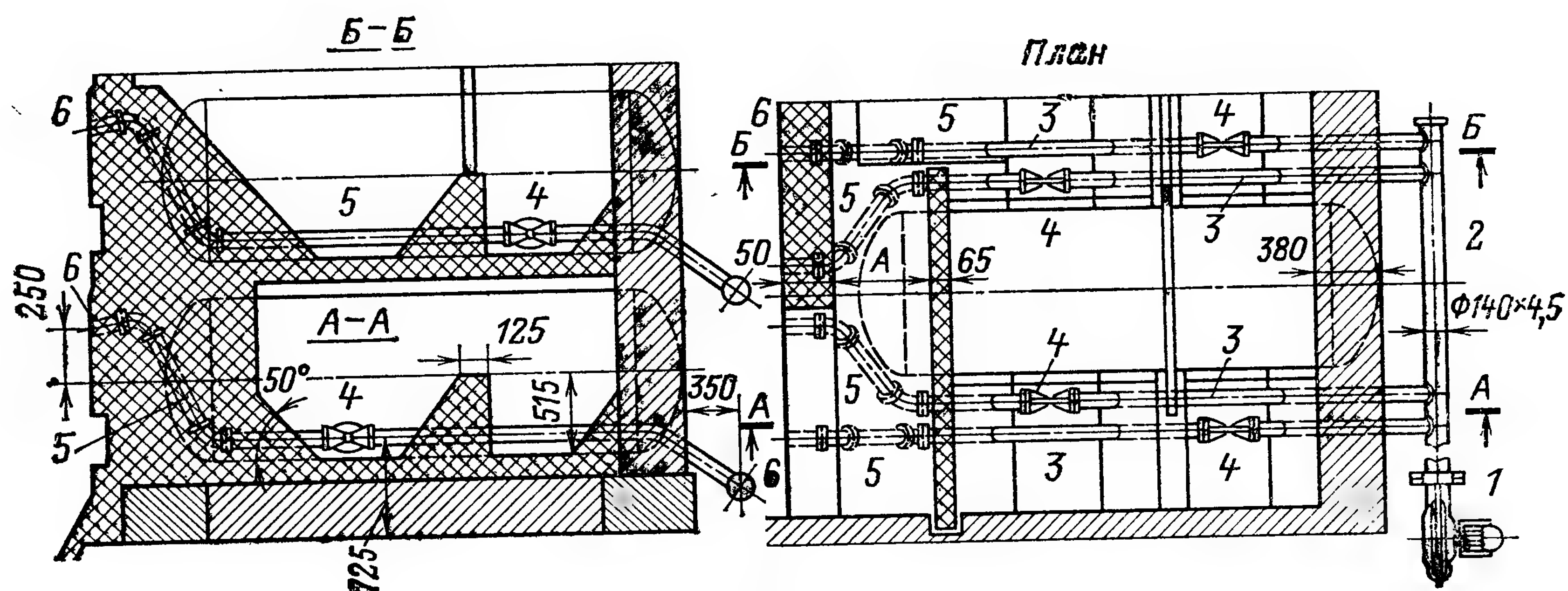


Рис. 5-62. Устройство для возврата уноса из газоходов в топочную камеру.

По данным испытаний применение установки для возврата уноса повышает к. п. д. брутто при сжигании антрацитов и каменных углей на 1,0—1,5%, но оно связано с расходом энергии от 1 до 2 кВт·ч.

5-8. КАРКАСЫ, ПЛОЩАДКИ И ЛЕСТНИЦЫ

Для размещения и закрепления элементов котельного агрегата, восприятия массы элементов, а также усилий, передаваемых трубопроводами и возникающих от ветра, атмосферных осадков и иногда землетрясений, служат каркасы.

Каркасы можно разделить на опорные, или несущие, обвязочные и совмещенные с конструкцией здания. Наибольшее распространение в современных котлоагрегатах имеют несущие и обвязочные каркасы. Котельные агрегаты малой производительности обычно опираются на специальные стойки или рамы, а обмуровка, гарнитура и другие детали крепятся к обвязочному каркасу. Масса металлической части котлоагрегата и обмуровки передается непосредственно на фундамент.

При выполнении каркаса несущим его обычно разделяют на несколько частей, относящихся к топочному устройству и конвективным поверхностям. Каждая из частей представляет собой металлическую конструкцию, опирающуюся на фундамент и связанную с рядом стоящими конструкциями других частей жестким соединением.

На топочную часть каркаса передается масса барабана, экранов, обмуровки, горелок, гарнитуры и других устройств топки; на вторую — масса конвективных поверхностей нагрева — водяного экономайзера, воздухоподогревателя, а иногда и пароперегревателя. Пароперегреватель обычно подвешивают на конструкциях, соединяющих первую и вторую части каркаса. В ряде случаев для удобства компоновки оказывается необходимым из конвективной шахты вынести воздухоподогреватель, особенно если он регенеративный.

Наиболее проста конструкция каркаса, на которую опирается барабан цилиндрического котла (рис. 5-63). Опоры отливаются из чугуна, если они расположены в газоходе, или выполняются сварными из стали. Барабан котла устанавливается на верхнюю плоскость опоры, выполненную по наружному радиусу барабана. Неподвижная опора закрепляется на фундаменте (рис. 5-63,*а*) жестко, а подвижная устанавливается на ролики (рис. 5-63,*б*). При нагревании и охлаждении барабана наличие роликов между нижней плоскостью опоры и плитой на фундаменте или каркасе позволяет барабану перемещаться — компенсировать расширение (или укорочение) барабана вдоль его оси. При расположении опор барабана необходимо следить за размещением швов

на образующих барабана и не допускать их попадания на опору. Количество опор под барабаном рассчитывается и зависит от массы и длины последнего. Под жаротрубными котлами опоры, например, устанавливают через каждые 2—3 м.

Более сложна конструкция каркаса водотрубных котельных агрегатов, например, типа ДКВР. Для опирания барабанов с кипятильными трубами и экранов имеется специальная рама (рис. 5-64). Рама сварена из швеллеров и двутавров, имеет опоры для нижнего барабана

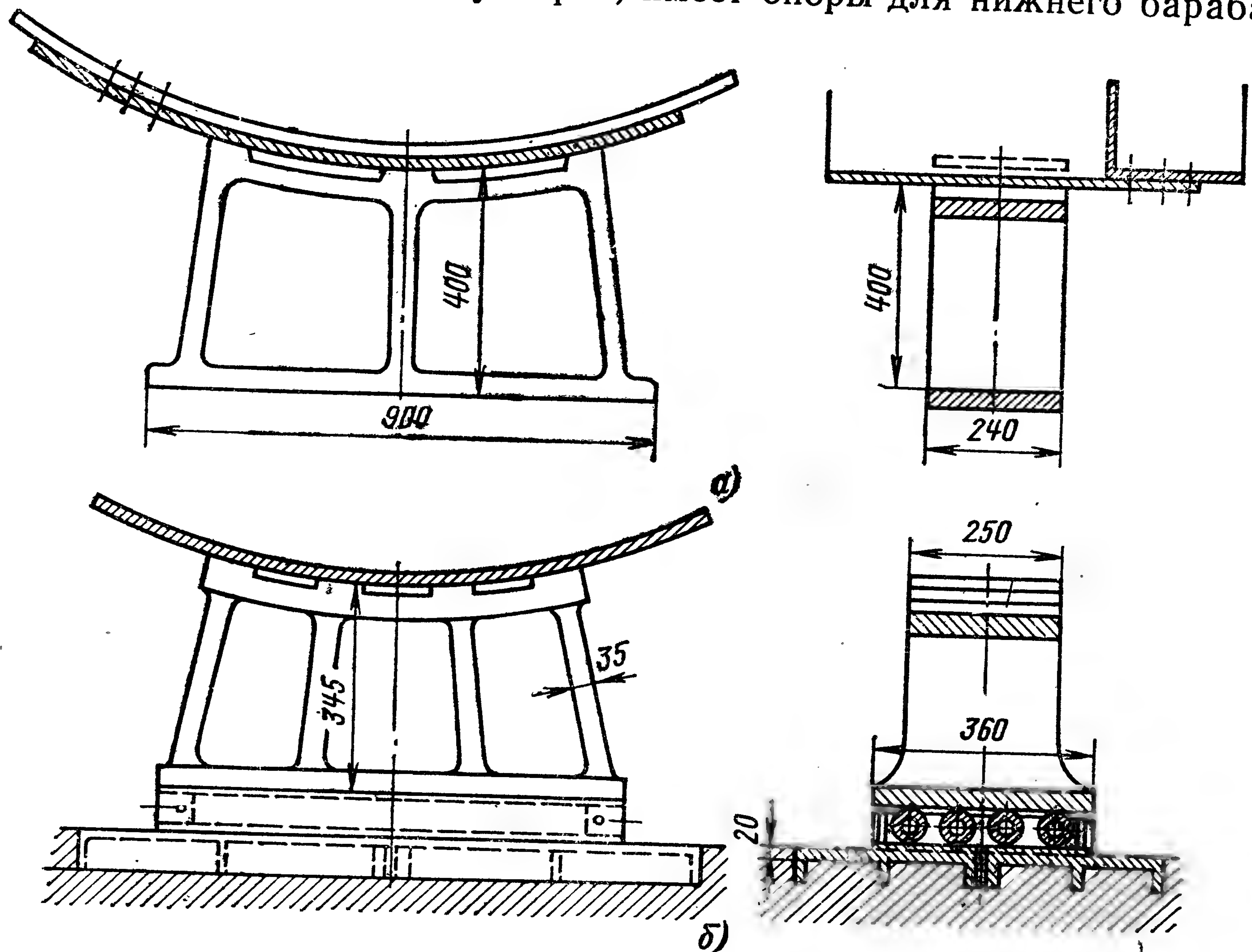


Рис. 5-63. Опоры цилиндрических котлов.
а — неподвижная; *б* — подвижная.

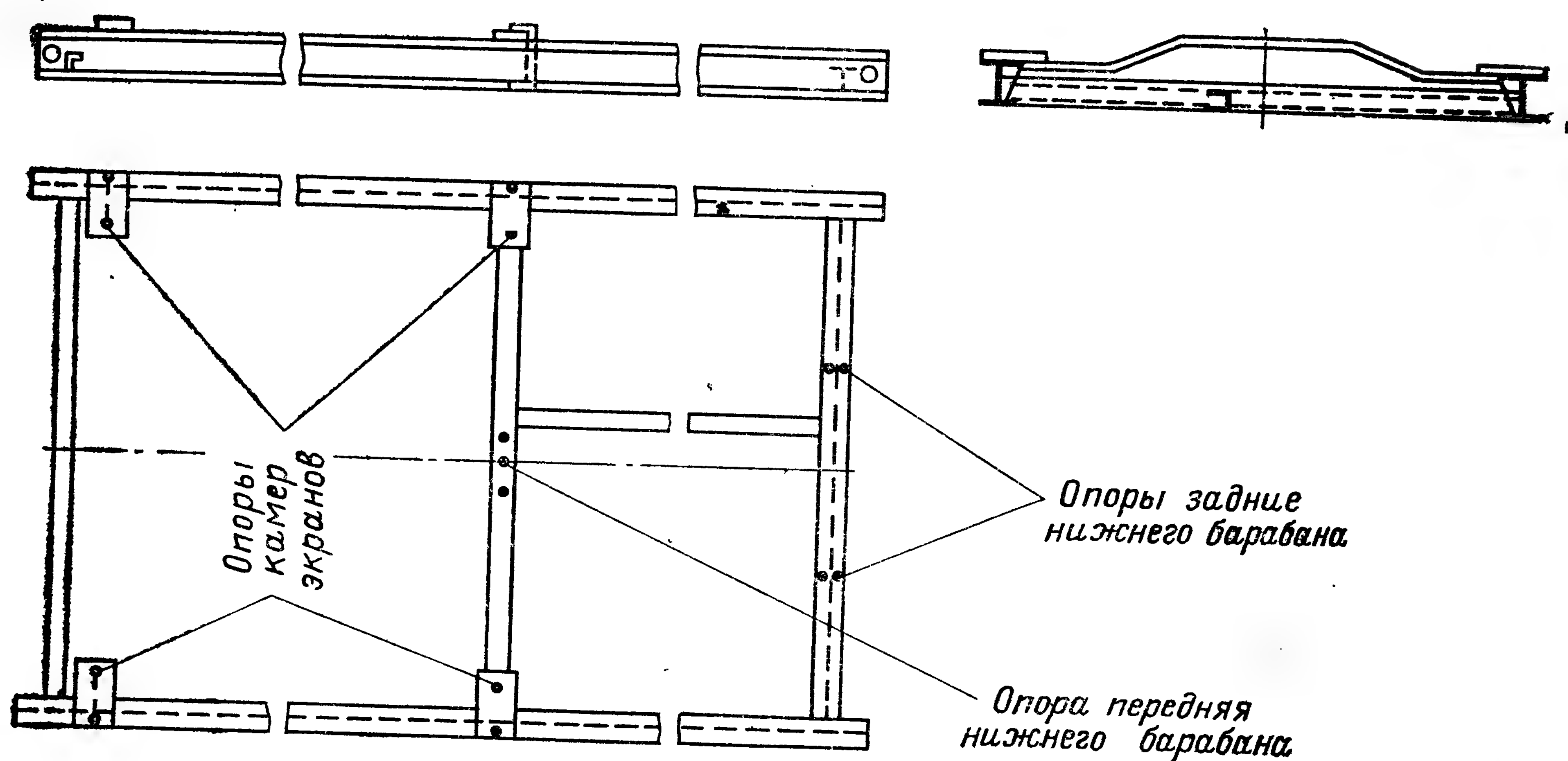


Рис. 5-64. Опорная рама котлоагрегатов типа ДКВР.

и коллекторов экранов. Тепловое расширение котлоагрегата типа ДКВР направлено по вертикали вверх и по горизонтали от фронта вдоль оси барабанов. На раму опираются только металлическая часть котла и золовые бункера. Масса слоевой решетки и обмуровки передается на другие рамы и на фундамент. Часто для котлоагрегатов с большим топочным устройством применяют один или несколько постаментов (рис. 5-65). На постамент опирают котлоагрегат или часть его. Число постаментов определяется количеством поставляемых заводом блоков.

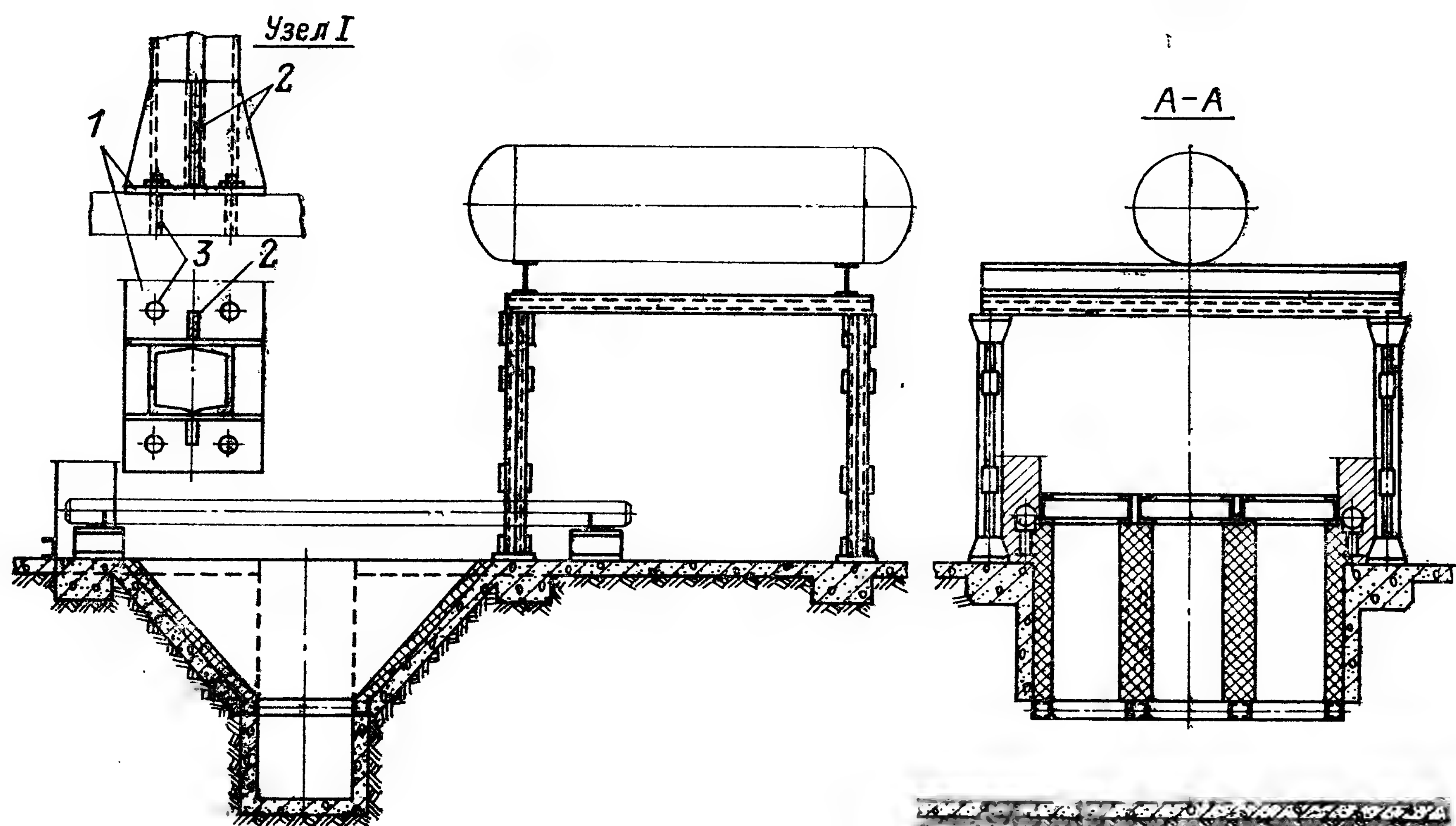


Рис. 5-65. Постамент под металлическую часть котла типа ДКВР.
1 — плита; *2* — косынки; *3* — анкерные болты.

При монтаже постаменты соединяют с остальными частями каркаса. Для передачи сосредоточенных нагрузок на фундамент концы колонн оборудуются специальными опорами-башмаками (см. рис. 5-65—узел *I*). Опора-башмак состоит из стальной плиты *1*, косынок *2*, приваренных к концу колонны, и анкерных болтов *3*, закрепляемых в фундаменте.

Такая конструкция опор позволяет установить каркас котельного агрегата с достаточной точностью на бетонном или другом фундаменте. В пространстве между металлической частью котла и обвязочным каркасом закладывается обмуровка.

Для удобства эксплуатации, выполнения монтажных и обмуровочных работ к каркасу котельного агрегата приваривают площадки и лестницы, изготовляемые из листовой рифленой или из полосовой стали с ячейкой около 30×30 мм. Иногда площадки изготовляются просечными из листовой стали, что предупреждает скопление на них пыли и прочих загрязнений. Лестницы выполняют из полосовой рифленой стали с площадками через каждые 3—4 м и высотой над ними не менее 2 м.

Поскольку с площадок ведутся работы по обслуживанию агрегата и его ремонту, площадки состоят из металлических рам, опирающихся на каркас через укосины. Ширина свободного прохода площадок должна быть от 600 до 800 мм с перилами высотой не менее 1000 мм и сплошной обшивкой перил по низу стальным листом высотой 100 мм.

Лестницы должны иметь ширину не менее 600 мм, угол наклона не более 50° при высоте более 1500 мм и 75° при меньшей высоте. Вертикальными лестницы могут быть, если используются только во время ремонта.

С увеличением производительности котельных агрегатов увеличиваются размеры топочных устройств, поверхностей нагрева и остальных частей, что заставляет каркас котлоагрегата выполнять несущим и расширение всех элементов топочной камеры — экранных труб, части коллекторов и т. д. — обеспечивается вниз.

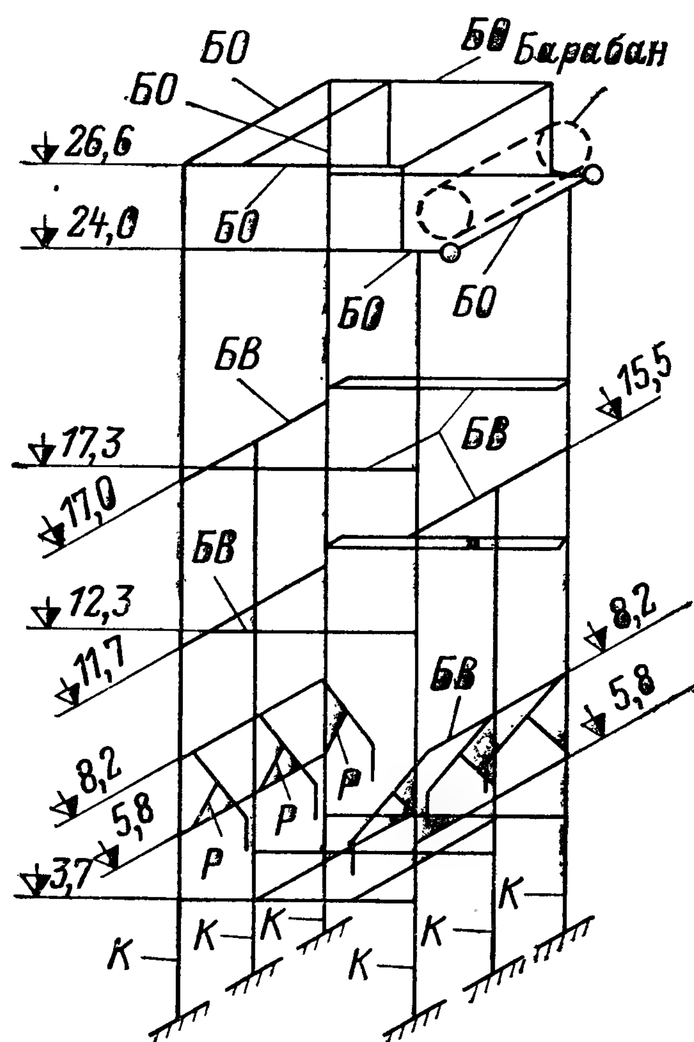


Рис. 5-66. Пространственная схема несущего каркаса котельного агрегата большой производительности с камерной топкой (каркас конвективной шахты не показан).

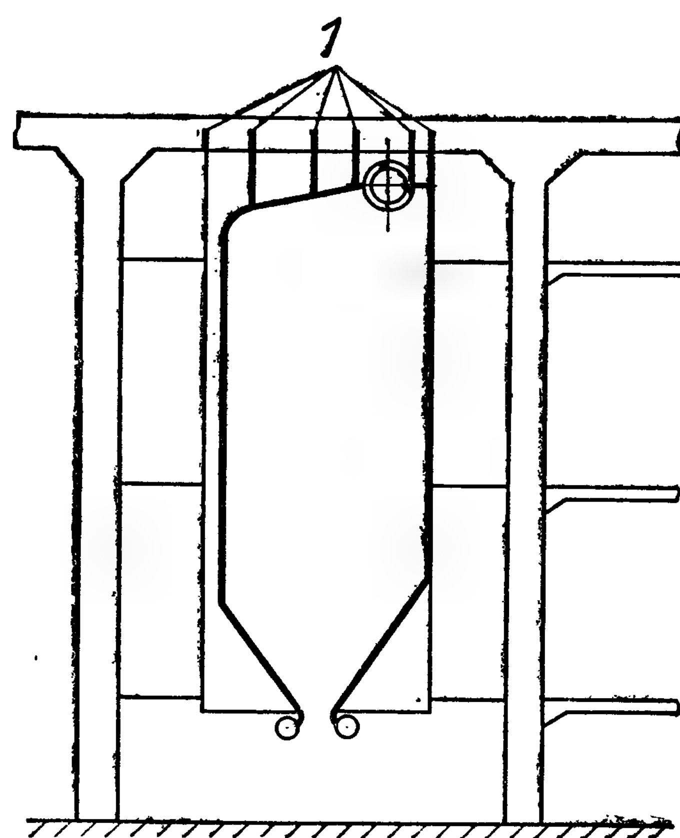


Рис. 5-67. Каркас котельного агрегата, совмещенный с каркасом здания.

1 — подвески.

Пример выполнения несущего каркаса для экранированной топочной камеры и верхнего расположения барабана котлоагрегата производительностью 27,8 кг/с (100 т/ч) приведен на рис. 5-66 (каркас для конвективных поверхностей нагрева — конвективной шахты не показан).

Экранные и отводящие трубы, верхние коллекторы и барабан закрепляются вверху с тем, чтобы все поверхности нагрева были подвешены к балкам верхней части каркаса. Каркас состоит из несущих колонн *К*, опорных балок *БО*, вспомогательных балок *БВ*, связей и соединительных ригелей *Р*. Иногда несущий каркас усиливают дополнительными балками, фермами и контрфорсами, т. е. несущий каркас представляет собой сложную металлическую конструкцию, состоящую из рам с жесткими узлами. Нагрузки, передаваемые на каркас, исчисляются десятками, сотнями и тысячами тонн.

Если здание, в котором расположен котельный агрегат, имеет металлические колонны, иногда их каркасы совмещают, т. е. применяют объединение каркаса здания с каркасом котельного агрегата; котельный агрегат в этом случае подвешивают к балкам перекрытий (рис. 5-67). Такой способ часто применяют для котлоагрегатов, работающих с наддувом. Для предотвращения нагрева балок и особенно

колонн каркаса все несущие элементы располагаются вне обмуровки, а иногда охлаждаются воздухом.

Для ускорения монтажа и ввода котельных агрегатов в эксплуатацию принято собирать их и отдельные элементы (экраны, перегреватели, экономайзеры) на заводах-изготовителях в возможно крупные транспортабельные блоки с тем, чтобы на месте установки агрегата выполнять меньший объем сборочных и монтажных работ. Если габариты и масса котлоагрегата допускают его перевозку в собранном виде с завода-изготовителя, то всю сборку в такой блок осуществляют в заводских цехах. При невозможности транспортировки агрегата в собранном виде его разделяют на блоки и их транспортируют к месту установки. Котлы небольшой производительности обычно собирают на заводе-изготовителе, проводят испытания на рабочих параметрах и нагрузках и в готовом виде отправляют потребителю для установки.

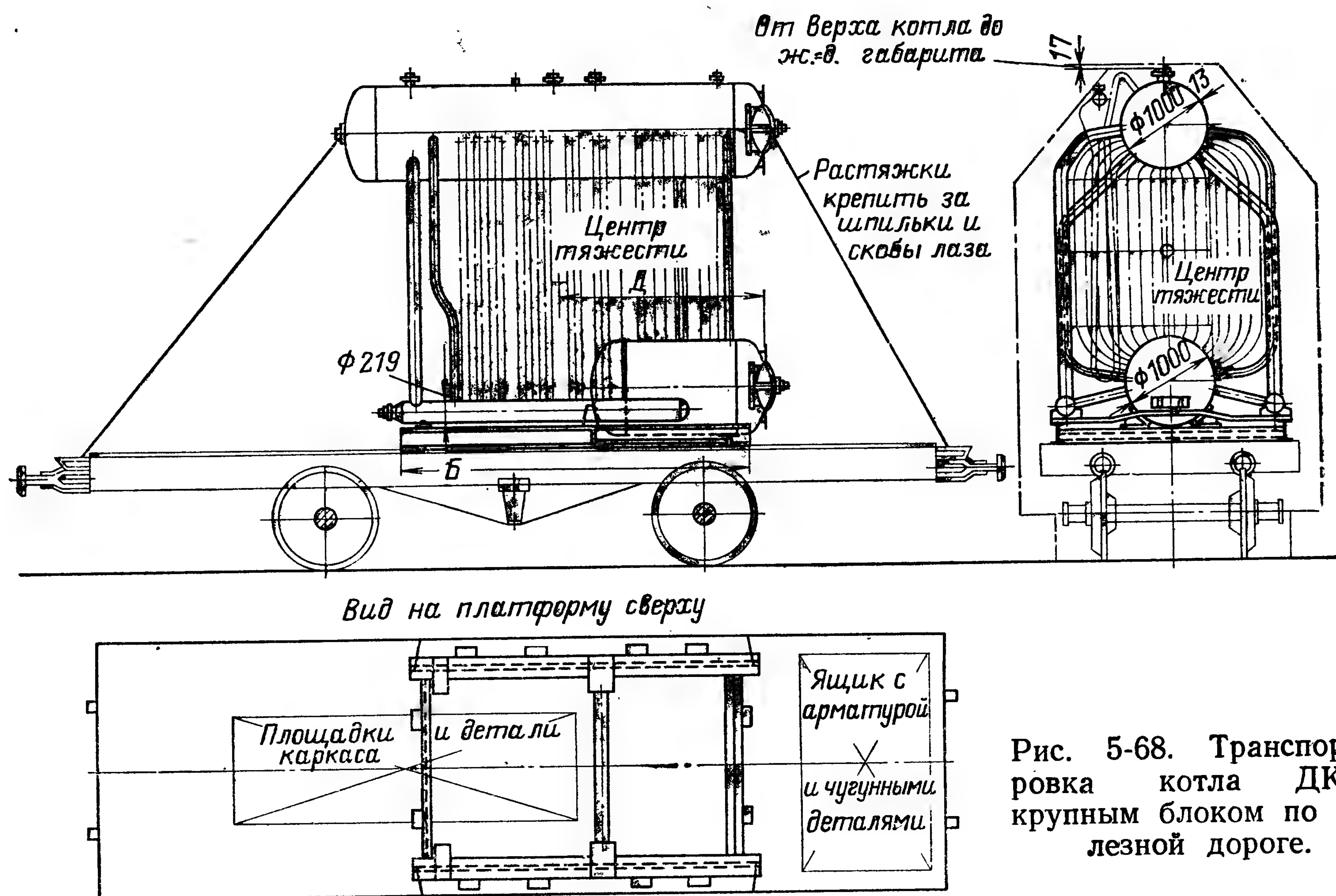


Рис. 5-68. Транспортировка котла ДКВР крупным блоком по железной дороге.

На рис. 5-68 показан котел ДКВР, собранный на заводе-изготовителе и размещенный в комплекте с остальными деталями на железнодорожной платформе.

Крупные паровые и водогрейные котельные агрегаты при проектировании заранее делят на блоки и изготовляют блоки так, чтобы при монтаже на специальных сборочных площадках можно было укрупнить эти блоки с приваркой к ним площадок и лестниц, с выполнением натрубной или накаркасной обмуровки или соединением нескольких заводских блоков в один блок, называемый монтажным.

Масса монтажного блока может достигать нескольких десятков тонн. Пример разделения на монтажные блоки агрегата производительностью 55,6 кг/с (200 т/ч), предназначенного для работы на твердом топливе, показан на рис. 5-69. Номерами блоков *1—15*, которые включают в себя поверхности нагрева, каркас с лестницами и площадками

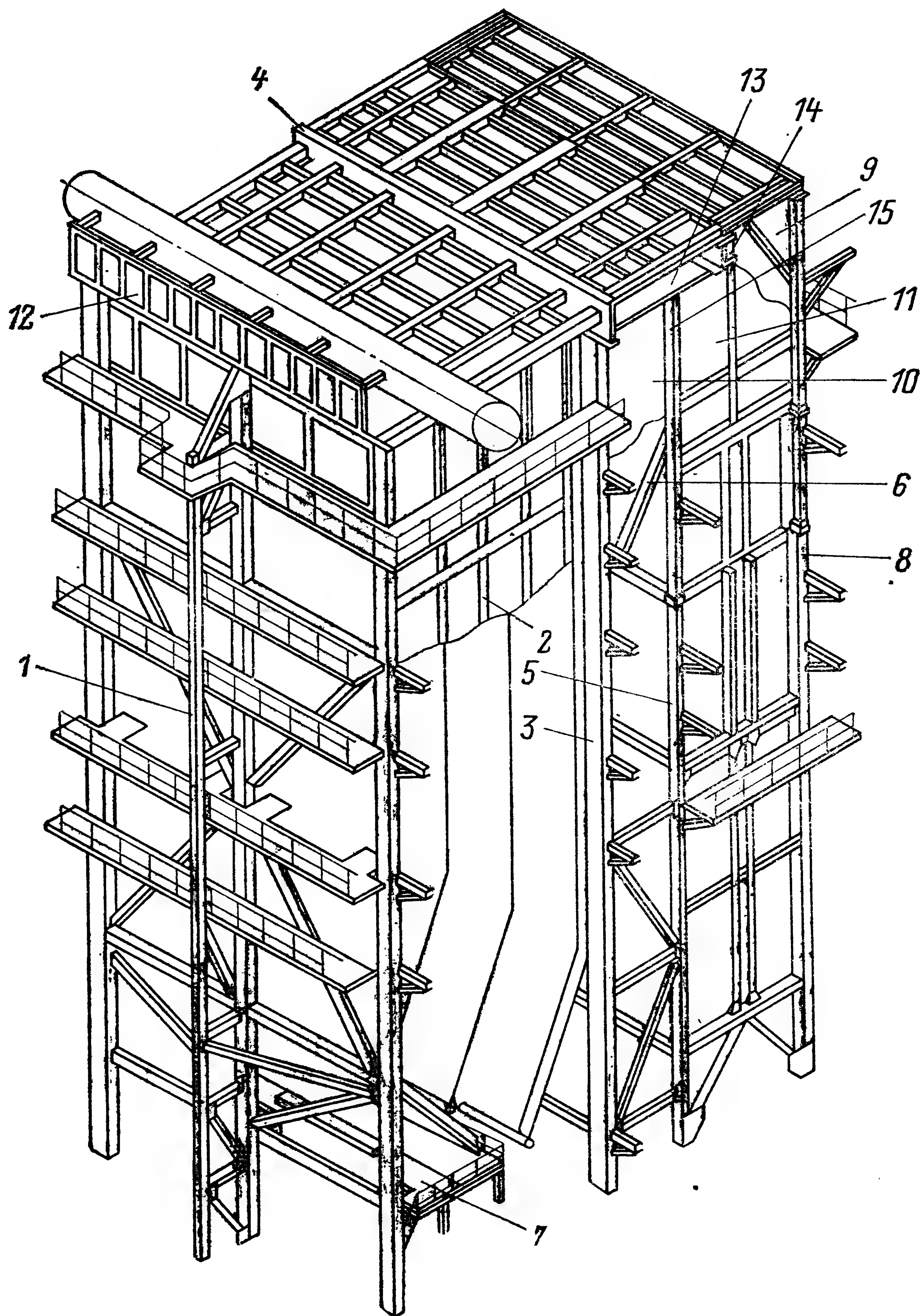


Рис. 5-69. Разделение котлоагрегата производительностью 55,6 кг/с (200 т/ч) на монтажные блоки.

(иногда с обмуровкой), соответствует и порядок монтажа блоков. Воздухоподогреватель, газо- и воздухопроводы, барабан и трубопроводы в пределах агрегата также монтируются крупными блоками.

5-9. МАТЕРИАЛЫ И ИЗДЕЛИЯ ДЛЯ КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ

Для изготовления котельных агрегатов используются сталь, чугун, огнеупорные изделия (кирпич, глина, цемент), теплоизолирующие массы. Цветные металлы в котельных агрегатах используют в небольших количествах.

Из стали различных сортов изготовляются барабаны, коллекторы или камеры, трубы, поверхности нагрева, арматура, каркас, помосты,

площадки, лестницы и ряд других элементов. Элементы мелких водогрейных и паровых котлов, колосниковые решетки, гарнитуру, часть арматуры, трубы чугунных водяных экономайзеров, воздухоподогревателей, подвески, опоры и крепления для обмуровки, иногда перегородки в газоходах и некоторые другие изготовляются из чугунных деталей. Из цветных металлов, главным образом из меди и ее сплавов, могут быть изготовлены некоторые детали арматуры.

Наиболее ответственными элементами котельного агрегата являются элементы, находящиеся под давлением и воздействием температуры. Выбор материалов для них регламентирован Госгортехнадзором СССР, и чем выше давление и температура в котлоагрегате, тем лучше должны быть качество стали и лучше технология изготовления и ремонта.

К чугунным паровым котлам на давление до 0,07 МПа (0,7 кгс/см²) и водогрейным на температуру до 115°С также предъявляются требования к материалу, хотя такие котлы изготовляют отливкой. Качество чугуна определено ГОСТ: предел прочности при растяжении должен быть не ниже 150 МПа (15 кгс/мм²) при изгибе не ниже 320 МПа (32 кгс/мм²). Этому требованию удовлетворяют серые и модифицированные чугуны марок СЧ 15-32; СЧ 18-36; СЧ 21-40; МСЧ 28-48 и др.

Для элементов паровых и водогрейных котлов на эти параметры могут быть использованы сталь с допускаемыми напряжениями при 20°С от 130 до 143 МПа (от 13 до 14,3 кгс/мм²) марок Ст2, Ст3 и Ст4 (спокойная и кипящая), а также бесшовные и электросварные трубы, изготовленные из этих же марок стали.

Из серого чугуна марки не ниже СЧ 15-32 допускается изготовление предохранительных, обратных клапанов и запорных устройств — задвижек и вентилей с условным проходом до 300 мм, рассчитанных на рабочее давление до 0,8 МПа (8 кгс/см²) и температуру среды не выше 300°С. Повышение давления до 1,3 и 2,0 МПа (13 и 20 кгс/см²) при той же температуре ограничивает в перечисленной арматуре условные проходы величинами в 200 и 100 мм соответственно.

Для арматуры, устанавливаемой на спускных и продувочных линиях, допускается применение только ковкого чугуна.

Для труб поверхностей нагрева водяных экономайзеров, их коллекторов, камер и калачей допускается применение серого чугуна с пределом прочности при растяжении не ниже 120 МПа (12 кгс/мм²) и при изгибе не ниже 280 МПа (28 кгс/мм²), если рабочее давление не превышает 2,3 МПа (23 кгс/см²), а соединения выполнены фланцевыми.

Из чугуна различных марок изготовляют колосники, люки, лазы, клапаны и гляделки для обмуровок, детали цепных решеток и механизированных топочных устройств, валы, вкладыши, втулки и корпуса вращающихся механизмов [Л. 1 и 13].

Если температура рабочего тела в котле превышает 120°С, детали котлов изготовляют только стальными.

При давлении до 0,6 МПа (6 кгс/см²) и температуре до 150°С для барабанов и других емкостей применяют листовую сталь (кипящую и спокойную) марок Ст2кп, Ст3кп, Ст2сп и ВСт3кп. Первые три марки стали применяют для необогреваемых элементов, последнюю — для обогреваемых, если содержание серы в стали не превышает 0,05%.

Для давления до 0,8 МПа (8 кгс/см²) и температур до 200°С изделия из листа выполняют из спокойной стали марки ВСт3сп при содержании серы до 0,045%.

При бóльших давлениях и температуре металла до 450°C следует использовать для барабанов и сосудов качественные стали марок 15К и 20К. Если из этих сталей изготовляются обогреваемые элементы, то содержание серы в них должно быть ниже 0,04%.

Для всех обогреваемых элементов паровых и водогрейных котлов, изготовляемых из бесшовных труб и работающих под давлением до 6,0 МПа (60 кгс/см^2) при температурах стенки до 500°C, следует применять стали марок 10 и 20, проверенные испытаниями. Только для кипятильных труб котлов производительностью до 0,278 кг/с (1 т/ч), дымогарных и пароперегревательных труб локомобильных котлов на давление до 1,3 МПа (13 кгс/см^2) объем испытаний сталей уменьшен.

Из сталей 10 и 20 должны быть изготовлены камеры, коллекторы и трубопроводы в пределах котлоагрегата, если температура их стенки не превышает 450°C, а давление — 6,0 МПа (60 кгс/см^2).

Арматура котельных агрегатов на давление до 6,4 МПа (64 кгс/см^2) и температуру до 425°C изготовляется литой из сталей 15Л, 20Л, 25Л, 30Л и 35Л группы II и III или кованой из стали марок 15, 20 и 25 при температуре до 450°C.

Для паровых и водогрейных агрегатов за величину давления, при которой проводится расчет на прочность металла, принимают давление среды на выходе из агрегата $p_{ном}$, увеличенное на потерю давления в котлоагрегате Δp и на давление столба жидкости $h\rho$, расположенного над рассчитываемым элементом, МПа (кгс/см^2):

$$p=p_{ном}+\Delta p_{ка}+h\rho\cdot 10^{-5}. \qquad (5\text{-}4)$$

Если два последних слагаемых в выражении (5-4) не превышают 3% первого, то их учет не обязателен.

Чугунные водяные экономайзеры рассчитываются на прочность при давлении, равном $1{,}25p_{ном}$ для котлоагрегата с неотключаемым экономайзером. При отключаемом водяном экономайзере расчет проводится на давление, могущее возникнуть в трубопроводе питательной воды, т. е. равное $0{,}9p_{макс}$ от создаваемого насосом. Расчетную температуру металла во всех случаях принимают не ниже 250°C.

Для барабана, подверженного обогреву от горящего слоя топлива или излучающего факела, температура, °C, определяется из выражения

$$t_{ст}=t+4s+30. \qquad (5\text{-}5)$$

В формуле:

t — температура среды (насыщенного пара, воды или их смеси) при номинальном давлении, °C;

s — толщина стенки, мм.

При расположении барабана в области температур газов от 600 до 900°C температура стенки определяется, °C:

$$t_{ст}=t+2{,}5s+20, \qquad (5\text{-}6)$$

при расположении в области температур до 600°C

$$t_{ст}=t+1{,}2s+10 \qquad (5\text{-}7)$$

и для вынесенных из обогрева или надежно защищенных от обогрева

$$t_{ст}=t. \qquad (5\text{-}8)$$

В выражениях (5-6)—(5-8) приняты те же обозначения, что и в выражении (5-5). Температура стенки коллекторов, а также камер в слу-

чае их обогрева определяется значением, найденным из выражений (5-6) и (5-7) плюс 5°С; без обогрева температура стенки коллекторов приравнивается температуре среды.

Расчетная температура стенки жаровых труб, °С, находится из выражения

$$t_{ст}=t+As+60, \qquad (5\text{-}9)$$

где коэффициент $A=4$ для гладких и $A=5$ для волнистых жаровых труб.

Расчетная температура стенки, °С, принимается для:

кипятильных и экранных труб при естественной циркуляции

$$t_{ст}=t+60; \qquad (5\text{-}10)$$

труб конвективных перегревателей при давлении до 2,5 МПа (25 кгс/см²) и температуре пара до 425°С

$$t_{ст}=t_{пе}+70, \qquad (5\text{-}11)$$

где $t_{пе}$ — температура перегретого пара на выходе, °С;

труб водяных экономайзеров

$$t_{ст}=t+30. \qquad (5\text{-}12)$$

В других случаях необходимо расчет температуры стенки элемента котлоагрегата проводить в соответствии с указаниями [Л. 1 и 12].

Определив величину давления и температуры металла, можно проверить правильность выбранной толщины стенки, мм, трубы, барабана, камеры или другого элемента котлоагрегата по формуле

$$s=\frac{pd_{н}}{2\sigma_{доп}\varphi+p}+C_1. \qquad (5\text{-}13)$$

В формуле:

p — расчетное давление, МПа (кгс/см²);

$d_{н}$ — номинальный наружный диаметр, мм;

$\sigma_{доп}$ — допускаемое напряжение при расчете элемента на действие давления, МПа (кгс/мм²);

C_1 — прибавка к расчетной толщине стенки, мм;

φ — минимальный коэффициент прочности, приведенный к продольному направлению.

Номинальные значения наружного диаметра труб и камер принимаются из справочников, например из [Л. 13], а для барабанов находятся по конструктивным соображениям или по обмеру имеющегося.

Величину допускаемых напряжений, зависящую от марки стали, давления и температуры стенки, находят из таблиц, приведенных в [Л. 1] или справочниках [Л. 13].

Величина C_1 для барабанов и камер, сваренных из листовой стали при ее толщине до 20 мм, равна 1 мм, для труб — 0,5 мм.

Минимальный коэффициент прочности (без учета ослабления отверстиями) для заводских условий сварки — 0,85, при ручной сварке — 0,7.

Колонны, балки, ригели образуют сварной каркас из углеродистых сталей, к которому затем привариваются площадки, лестницы, помосты. К сталям, используемым для изготовления элементов каркаса, предъявляются требования, аналогичные требованиям, предъявляемым к металлическим конструкциям промышленного назначения.

Таблица 5-4

Основные свойства огнеупорных и изоляционных материалов

Название изделия	Объемная масса, т/м³	Временное сопротивление сжатию, МПа (кгс/см²)	Коэффициент		Огнеупорность, °С	Устойчивость	
			теплопроводности, Вт/(м·К); ккал/(ч·м·°С)	температурного расширения, мм/(°С·10⁶)		против шлаков	термическая
Шамот	1,8—1,9	8,0—15 (80—150)	1,16—1,4 (1—1,2) при 1000°С	5,8	1580—1730	Удовлетворительная	Хорошая
Шамот легковесный . . .	0,6—1,3	1,5—4,5 (15—45)	0,14—0,35 (0,12—0,3) при 200°С	—	1610—1750	Низкая	»
Хромомагнезит	2,7—2,9	30—40 (300—400)	3,5 (3,0)	—	1900—2000	Удовлетворительная	»
Карборунд . .	2,1—2,6	40—60 (400—600)	0,3—11,6 (8—10) при 1100°С	4,7	1800—2000	Очень хорошая	»
Диатомит . . .	0,5—0,7	0,6—1 (6—10)	0,19—0,29 (0,16—0,25) при 350°С	—	900—950	Низкая	Низкая
Асбест—ткань и шнур . . .	0,2—0,4	—	0,123+0,000185 t (0,106+0,000159 t)	—	200—450	—	—
Асбест—картон	1,0—1,4	—	0,17 (0,147) при 100°С	—	600	—	—
Асбозурит . .	0,45—0,95	На изгиб 0,1—1 (1—10)	0,09—0,25 (0,08—0,22)	—	600—900	—	—
Совелит . . .	0,4—0,5	На изгиб 0,15 (1,5)	0,09 (0,08) при 100°С	—	450	—	—
Вермикулит (зонолит) . .	0,15	На изгиб 0,17 (1,7)	0,1 (0,09) при 100°С	—	До 600	—	—
Минеральная вата	0,2—0,3	—	0,075—0,087 (0,065—0,075) при 100°С	—	До 500	—	—
Стеклянная вата	0,10—0,20	—	0,04+0,0004 t (0,034+0,00034 t)	—	450	—	—

Обмуровку котельного агрегата выполняют из огнеупорного, диатомитового и строительного кирпича, фасонных шамотных изделий, используя огнеупорную и простую глину, песок, огнеупорные бетоны и обмазки из высокоглиноземистых, хромитовых, карборундовых материалов, изделия из асбеста, стеклянной шлаковой ваты и применяя теплоизоляционные материалы — совелит, диатомит и др.

Для изготовления внутренней обмуровки топочной камеры и газоходов служат огнеупорные кирпич и глина. Для подвесных сводов, опор пояса кладки изготовляются специальные огнеупорные камни: простые с массой от 2 до 8 кг, сложные с массой от 2 до 15 кг и особо сложные — от 1,5 до 30 кг с соотношением габаритов в пределах соответственно 1 : 4, 1 : 6 и 1 : 8.

Материалом для изготовления огнеупорных кирпичей служат шамот обычный и легковесный, динас, магнезит, хромомагнезит и карборунд.

Основные свойства изделий из перечисленных материалов приведены в табл. 5-4.

Огнеупорные изделия — кирпичи и камни при укладке связываются между собой вяжущими материалами. Для этого используются огнеупорная глина с шамотным порошком, кварцевый песок и каменноугольная смола. Теплоизоляционные изделия укладываются на растворе из огнеупорной глины, диатомита, асбеста, извести и цемента. В облегченных обмуровках широко применяются огнеупорные бетоны, в состав которых входят огнеупорная глина, шамотный порошок, щебенка из шамота, хромит молотый, жидкое стекло, иногда кремнефтористый натрий. В некоторых случаях шамотобетон изготовляется на портландцементе, шлакопортландцементе и глиноземистом цементе.

Плотность жароупорных бетонов находится в пределах от 1,8 до 2,0 т/м^3; их применение в области температур от 700 до 1300°С, коэффициент температурного расширения от 5,5 до $7{,}5 \cdot 10^{-6}$ мм/°С.

Для защиты деталей котлоагрегата и каркаса, а также для устройства зажигательных поясов в камерных топках применяются огнеупорные массы (торкретные и пластические хромитовые). Торкретные массы обычно состоят из шамотного порошка и огнеупорной глины; в качестве связующего материала используют жидкое стекло или глиноземистый цемент. Торкретные массы наносятся на поверхность в несколько слоев. Для связи с изолируемой деталью изготовляется стальной каркас из приваренных к детали штырей и сетки. Нанесение торкретной массы выполняется специальными механизмами, в которых подача массы осуществляется сжатым воздухом.

Пластические хромитовые массы состоят из размолотой хромитовой руды, огнеупорной глины и жидкого стекла. Нанесение хромитовой массы выполняется вручную или механизмами на смонтированном агрегате.

Для облицовки огнеупорной кладки применяется красный или гжельский строительный кирпич. При облегченных накаркасных и натрубных обмуровках для уменьшения присоса холодного воздуха в газоходы широко применяются уплотнительные штукатурки, обмазки различного состава и обшивка из металлических листов.

Выбор материала для изготовления отдельных слоев обмуровки определяется температурами и нагрузками от массы расположенных выше слоев. Возникающие в разных слоях обмуровки термические расширения должны быть скомпенсированы для того, чтобы избежать разрушения обмуровки.

16—53

Кроме того, при изготовлении, монтаже и эксплуатации котлоагрегата необходимы крепежные детали — болты, шпильки, гайки, шайбы; набивки для сальников арматуры; материалы для прокладок — паронит, картон разный, медь листовая, а также различные смазочные материалы, графит и лакокрасочные смеси.

Глава шестая

ТИПИЧНЫЕ КОНСТРУКЦИИ КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ

6-1. КОМПОНОВКА КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ

Любой котельный агрегат состоит из топочного устройства, радиационных и различного назначения конвективных поверхностей нагрева. Под *компоновкой* котельного агрегата принято понимать взаимное размещение в потоке продуктов сгорания радиационных и располагаемых после них конвективных поверхностей нагрева.

Наиболее проста компоновка, при которой все поверхности нагрева расположены в *одном газоходе* и без поворота дымовых газов в горизонтальном или вертикальном направлении. Примерами такой компоновки являются вертикальные цилиндрические котлы, комбинированные котлы с жаровой трубой или огневой коробкой и дымогарными трубами и др.

Многоходовые компоновки котлов могут иметь газоходы в горизонтальной или вертикальной плоскости, при продольном или поперечном омывании поверхностей нагрева.

В вертикально-водотрубных котельных агрегатах старых конструкций омывание труб в конвективных газоходах было выполнено главным образом продольным.

В горизонтально-водотрубных котлах, наоборот, поперечное омывание было основным, а смешанное имелось только в местах перетекания дымовых газов из одного газохода в другой.

Однако в обоих случаях омывание продуктами сгорания поверхностей нагрева было неполным, так как имелись участки труб, около которых скорость газов была очень низкой.

Позже в вертикально-водотрубных котлах с барабанами и естественной циркуляцией стали применять поперечное омывание пучков труб с поворотами дымовых газов в горизонтальной плоскости и два барабана. Так появились компоновки котельных агрегатов многоходовые по газам и с пучками труб с чисто поперечным омыванием и интенсивным теплообменом.

У горизонтально-водотрубных котлов с поперечным и смешанным омыванием труб для более глубокого охлаждения газов потребовалась дополнительная поверхность нагрева, размещаемая над или под котлом или рядом с ним. Направлению дымовых газов в последнем газоходе сверху вниз способствовало также размещение механизмов с вращающими деталями на возможно более низкой или нулевой отметке.

В случае установки водяного экономайзера и воздухоподогревателя при такой компоновке сокращается длина коробов и воздухопроводов от воздухоподогревателя до топочных устройств, что облегчает и упрощает конструкцию котлоагрегата.

Так сложилась часто применяемая *П-образная компоновка* котельного агрегата. При этой компоновке продукты сгорания сначала поднимаются вверх в топочной камере, затем через соединительный газоход, иногда с размещенным в нем пароперегревателем поступают

в опускной газоход к поперечно омываемым конвективным поверхностям нагрева.

Особенно рационально применение П-образной компоновки для котлоагрегатов средней и большой производительности с камерным сжиганием твердого топлива, когда пылеприготовительное оборудование — мельницы, сепараторы, мельничные вентиляторы и другое вспомогательное оборудование — можно установить на нулевой отметке, а бункера и питатели — выше, для того чтобы обеспечить поступление топлива в систему пылеприготовления самотеком.

При сжигании твердых топлив с высоким приведенным содержанием золы $A_{пр} \geqslant 12\%$ до дымососа необходима установка золоуловителей, имеющих, как правило, значительную массу и габариты. Золоуловители рационально также размещать на нулевой отметке (см. рис. В-1).

П-образная компоновка котельного агрегата с конвективной опускной шахтой, вертикальной топочной камерой, как это видно на рис. 5-69, позволяет удобно разделить котлоагрегат на поставочные и монтажные блоки, особенно при вынесенном воздухоподогревателе.

Распространение в котельных агрегатах, используемых для теплоснабжения, нашли так называемые горизонтальные и башенные компоновки. Горизонтальные компоновки применены в двухбарабанных котлоагрегатах типов Е, КЕ, ДКВР, ДЕ и некоторых агрегатах, рассчитанных на давление 4 МПа (40 кгс/см²) и температуру перегретого пара 450°С.

В этих котлах производительностью до 2,78 кг/с (10 т/ч) для повышения скорости дымовых газов выполняется многоходовая в горизонтальной или вертикальной плоскости компоновка, а затем одноходовая.

Башенную компоновку поверхностей нагрева котельных агрегатов применяют редко и главным образом при осуществлении движения газов за счет естественной тяги или наддува, а также при использовании теплоты отходящих газов и промежуточных продуктов сгорания, образующихся во встроенных в линию агрегатов энерготехнологических установок.

Скорость дымовых газов в пучках труб в этих случаях ограничивается для получения малого газового сопротивления и приемлемой высоты дымовой трубы при естественной тяге. При искусственной тяге и подобной компоновке дымососы и вентиляторы приходится располагать на большой высоте, а каркас значительно усиливать.

Кроме того, увеличение высоты котлоагрегата при установке внутри здания влечет за собой увеличение высоты здания, а при установке агрегата вне здания затрудняет его монтаж, обслуживание и ремонтные работы. Существуют и еще некоторые факторы, ограничивающие применение башенных компоновок котельных агрегатов.

Некоторое распространение в котельных агрегатах получили так называемые Т-образные компоновки, в которых из топочной камеры продукты сгорания выходят двумя потоками в два соединительных газохода и две конвективные шахты. Такие компоновки котельных агрегатов, как показали выполненные конструкции, приводят к увеличению расхода металла, усложнению монтажа и эксплуатации.

6-2. ЧУГУННЫЕ ВОДОГРЕЙНЫЕ И ПАРОВЫЕ КОТЛЫ

Чугунные водогрейные котлы могут быть разделены на несколько групп по типу, расположению топочного устройства и по конструкции собираемых секций. Котлы могут иметь внутренние и внешние топки.

На рис. 6-1 показан котел ВНИИСТО Мч с внутренней топкой для сжигания малозольных сортированных топлив, имеющих теплоту сгорания ~29 МДж/кг (~7000 ккал/кг).

Котел состоит из чугунных секций двух видов — крайних *1* и средних *2*; крайние секции служат для устройства фронта топки, установки дверец для загрузки топлива, удаления шлака и провала, очистка газоходов от уноса и отвода дымовых газов. Средние секции *2* имеют

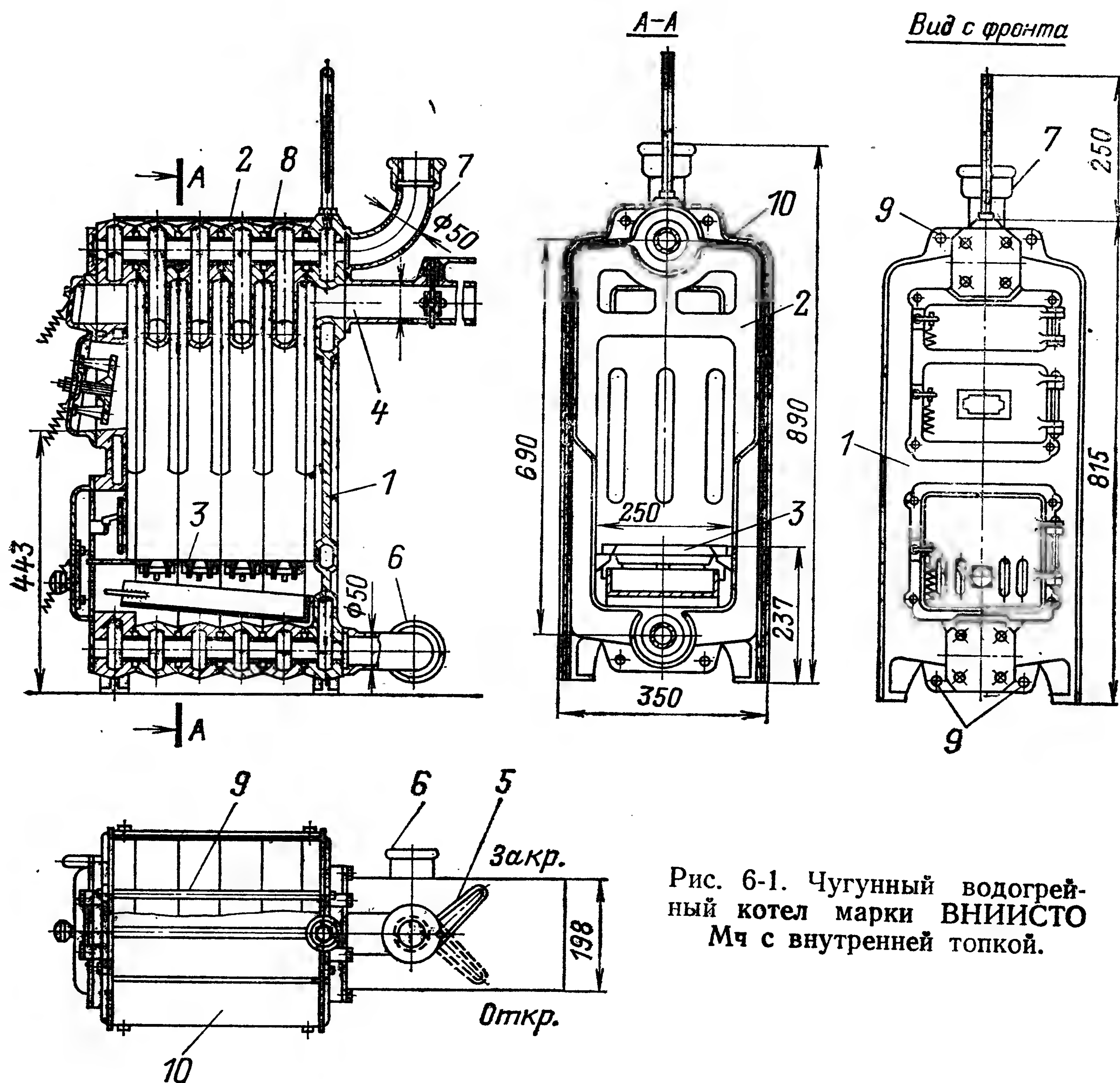
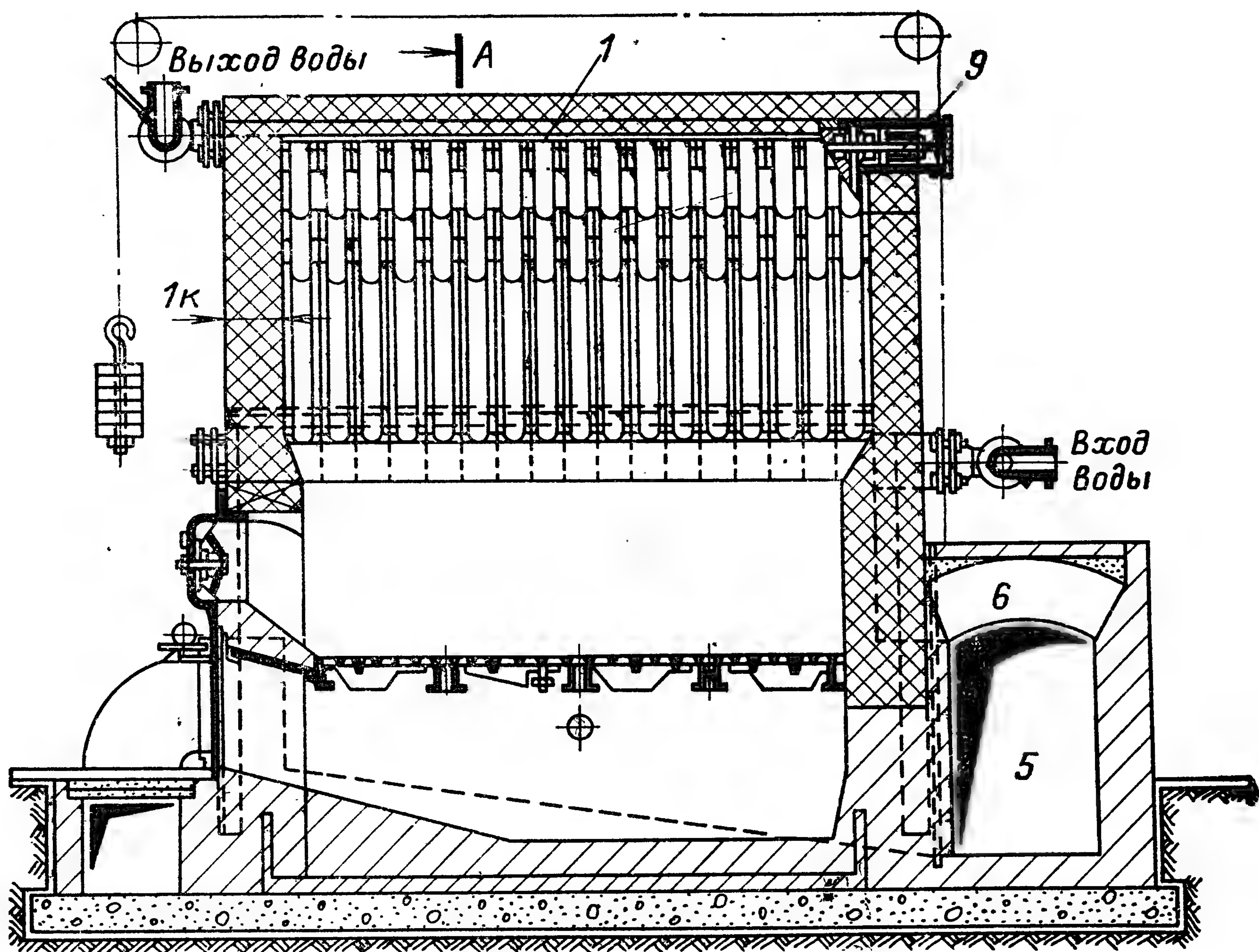


Рис. 6-1. Чугунный водогрейный котел марки ВНИИСТО Мч с внутренней топкой.

выступы для опирания колосниковой решетки *3* и образуют основную поверхность нагрева. Продукты сгорания поднимаются вверх, омывают стенки и трубы и через отводящий короб *4* с заслонкой *5* для регулирования разрежения в топке выходят в дымоход и трубу. Вода из системы отопления поступает снизу по патрубку *6* и выходит из котла через верхний патрубок *7*. Все секции соединены между собой ниппелями *8* и стянуты болтами *9* вверху и внизу. Снаружи секции изолируются и закрываются окрашенным кожухом *10*. Котел поставляется в собранном виде.

Чугунный котел шатрового типа, состоящий из Р-образных средних секций, имеющих несколько труб с ребрами снаружи, впервые был предложен Ревокатовым. Секции опираются на кирпичную обмуровку с обвязочным каркасом и вынесенным топочным устройством.



A–A

Вид с фронта

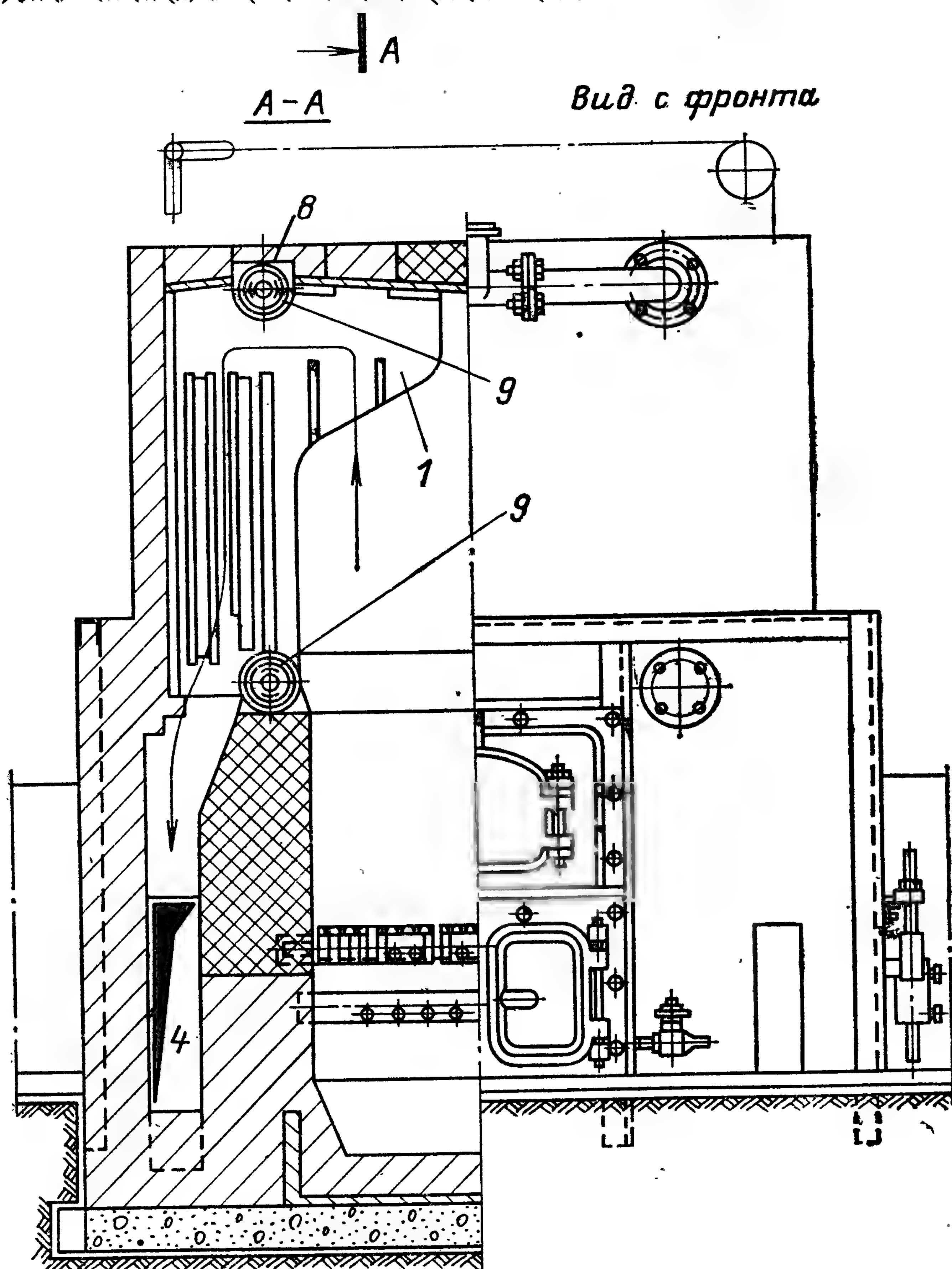


Рис. 6-2. Чугунный водогрейный котел МГ-2 шатрового типа с внешней слоевой топкой.

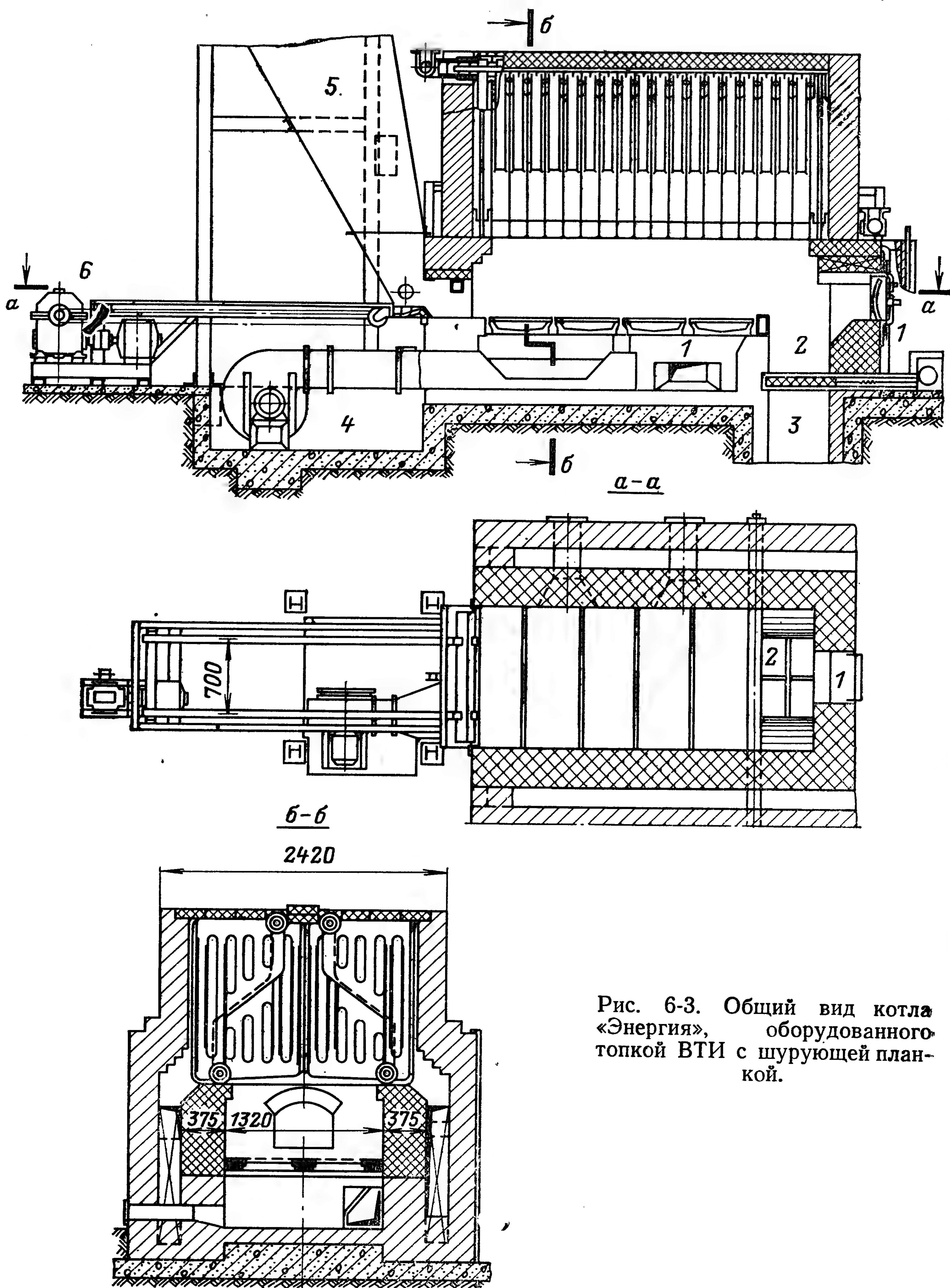


Рис. 6-3. Общий вид котла «Энергия», оборудованного топкой ВТИ с шурующей планкой.

Появление котлов шатрового типа было вызвано требованием сжигания в чугунных котлах различных и в том числе низкосортных топлив.

Имеется большое число конструкций котлов шатрового типа, отличающихся друг от друга размерами и выполнением средних секций — «Универсал», КУ, МГ, «Энергия», «Искитим» и др.

Обычно котлы имеют ручную колосниковую решетку, расположенную в кирпичной кладке, дутье под колосники и два хода дымовых газов в отводящий газоход, выполняемый после секций в кирпичной обмуровке. Секции шатровых котлов могут располагаться вертикально или наклонно; из них собирают котлы, состоящие из одного или двух рядов секций.

В первом случае одна стена и часть потолка топки выполнены кирпичными, во втором — они состоят из секций. Крайние секции таких котлов обычно имеют охлаждаемые водой поверхности с отверстиями для топочных устройств. В некоторых конструкциях вместо крайних секций устанавливаются перевернутые на 180° средние секции или кирпичная обмуровка. Колосниковая решетка может быть различной по конструкции и по размеру живого сечения.

При сжигании бурых углей и торфа над колосниковой решеткой выкладываются своды, уменьшающие отдачу теплоты излучением. Помимо выносной топки, котлы шатрового типа позволяют иметь для сжигания качественных топлив и внутреннюю топку.

Продольный, поперечный разрез и вид с фронта водогрейного котла МГ-2 с ручной колосниковой решеткой для антрацита приведены на рис. 6-2. Котел состоит из чугунных секций *1*, соединяемых между собой ниппелями *8* и стянутых болтами *9*, проходящими через отверстия в ниппелях. Дымовые газы поступают в боковые каналы *4* и затем в расположенный за котлом боров *5*.

Секции опираются на обмуровку из огнеупорного кирпича. Снаружи имеется обмуровка из красного кирпича с обвязочным металлическим каркасом, на котором укреплены дверцы топочного устройства. Тяга регулируется при помощи плоского шибера.

Одной из попыток механизировать обслуживание слоевой топки чугунного отопительного котла типа «Энергия» является предложение С. В. Татищева устанавливать под котлом топку с шурующей планкой [Л. 17]. На общем виде (рис. 6-3) показаны устройство в задней стене топки и в зольнике дверцы *1*, шлакового бункера *2*, заглубления для удаления шлаков *3* и установки вентилятора *4*.

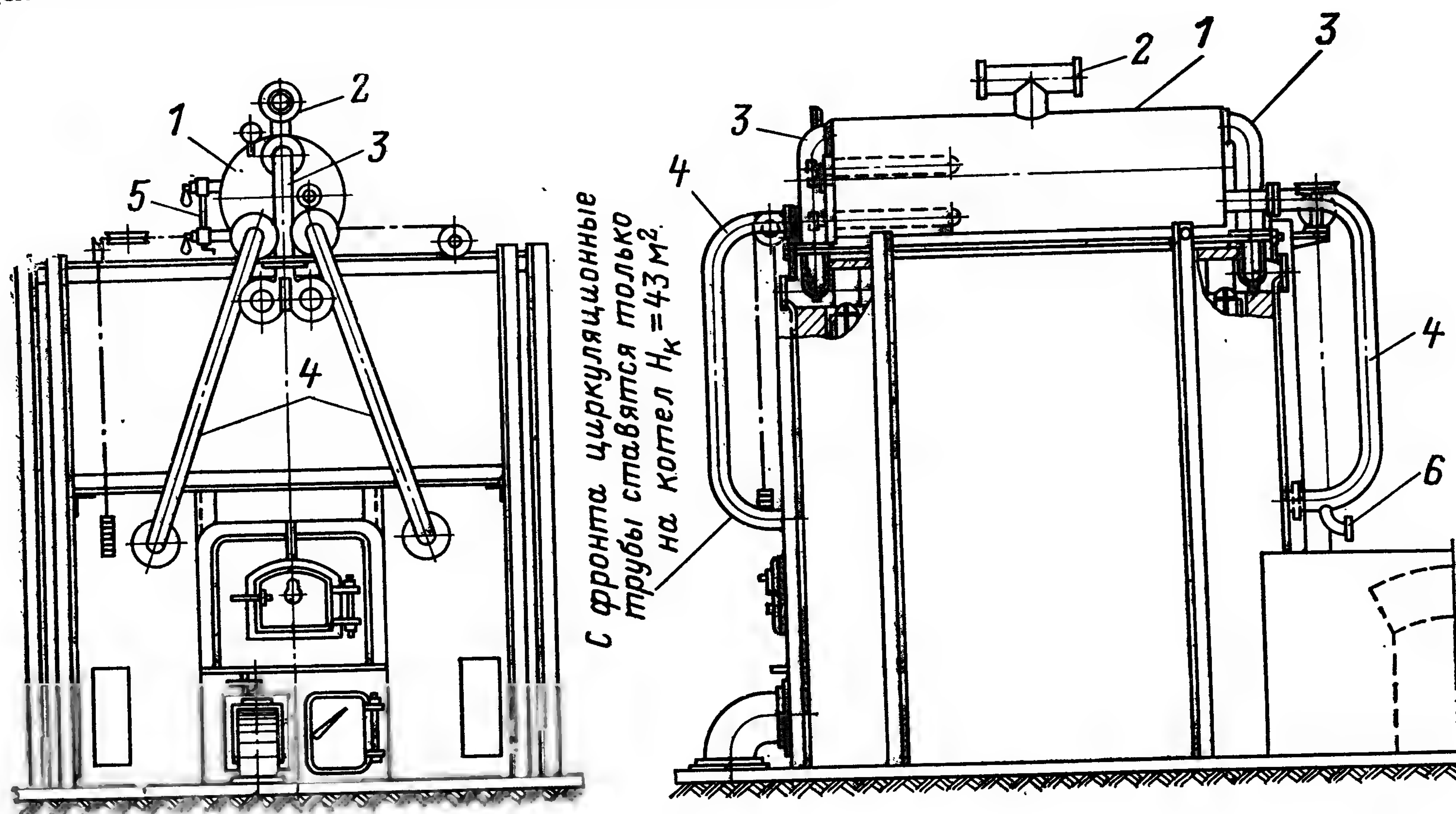


Рис. 6-4. Чугунный паровой котел.

На фронте котла установлены бункер для топлива *5* и привод шурующей планки *6*. При этом перед фронтом чугунного котла должно быть выдержано расстояние до стены около 4 м для размещения всех механизмов, устройств и свободного прохода.

Неясной пока остается компоновка чугунных секционных котлов с устройствами для сжигания природного газа и мазута.

При работе чугунных котлов на этих топливах часто возникают повреждения секций.

У чугунных паровых котлов над секциями устанавливают небольшой барабан *1* (рис. 6-4), в который поступает из секций пароводяная смесь. Вода в барабане отделяется, а пар отводится через патрубок *2* к потребителю. Пароводяная смесь из секций поступает в барабан по трубам *3*, а вода опускается в нижнюю часть секций по трубам *4*.

Как и у всех паровых котлов, барабан чугунного котла имеет водоуказательный прибор *5*, запорный орган и обратный клапан на питательном трубопроводе, люк для внутреннего осмотра и ремонта паросборника. Штуцер же для продувки и спуска воды из котла *6* расположен на трубопроводе от паросборника к секциям. Предохранительный клапан установлен на специальном штуцере, вваренном в барабан-паросборник. Иногда вместо предохранительного клапана на чугунных котлах устанавливают предохранительное выкидное приспособление (рис. 6-5), состоящее из патрубка *1*, соединяемого с котлом, гидрозатвора *2*, бачка *3* и трубы *4*, выведенной в атмосферу.

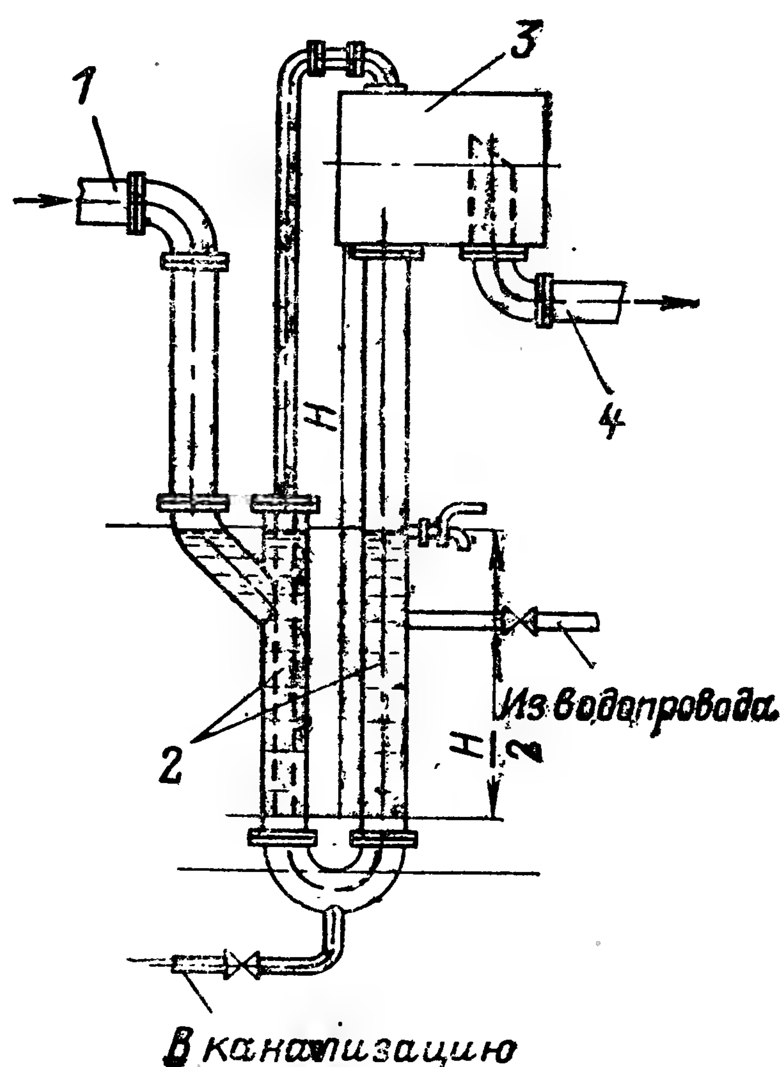


Рис. 6-5. Предохранительное (выкидное) устройство к чугунным водогрейным и паровым котлам.

При превышении допустимого давления пар вытесняет из гидрозатвора воду в бачок и выходит через трубу в атмосферу.

Высота столба воды $H/2$ в гидрозатворе должна быть равна избыточному давлению пара в котле.

Первоначальное заполнение гидрозатвора выполняется из водопроводной сети, а для проверки положения уровня воды устанавливается пробный кран.

В других случаях для защиты чугунных котлов от превышения давления устанавливают предохранительный рычажный или самопритирающийся клапан. Эти котлы широко применяются для децентрализованного теплоснабжения отдельных домов, кварталов и мелких поселков и также для снабжения паром небольших предприятий.

При сжигании низкокалорийных топлив и при небольших удельных тепловых нагрузках чугунные котлы не требуют глубокой очистки воды. Увеличение удельных тепловых нагрузок при переводе таких котлов на сжигание газа и жидкого топлива, а также получение пара в чугунных котлах может приводить к образованию отложений в секциях и вследствие этого к их повреждениям. В таких случаях необходима докотловая подготовка воды.

6-3. СТАЛЬНЫЕ ВОДОГРЕЙНЫЕ КОТЛЫ

Стальные водогрейные котлы применяются для получения горячей воды с температурой выше 115°С. Первым из таких котлов можно считать стальной котел Ревокатова (типа НР), запроектированный по типу шатровых секционных чугунных водогрейных котлов.

Общий вид стального водогрейного котла показан на рис. 6-6. Котел состоит из секций, каждая из которых включает в себя по три вертикальных трубы диаметром 89×3,25 мм, объединенных вверху и внизу горизонтальными трубами того же диаметра. Для образования потолка

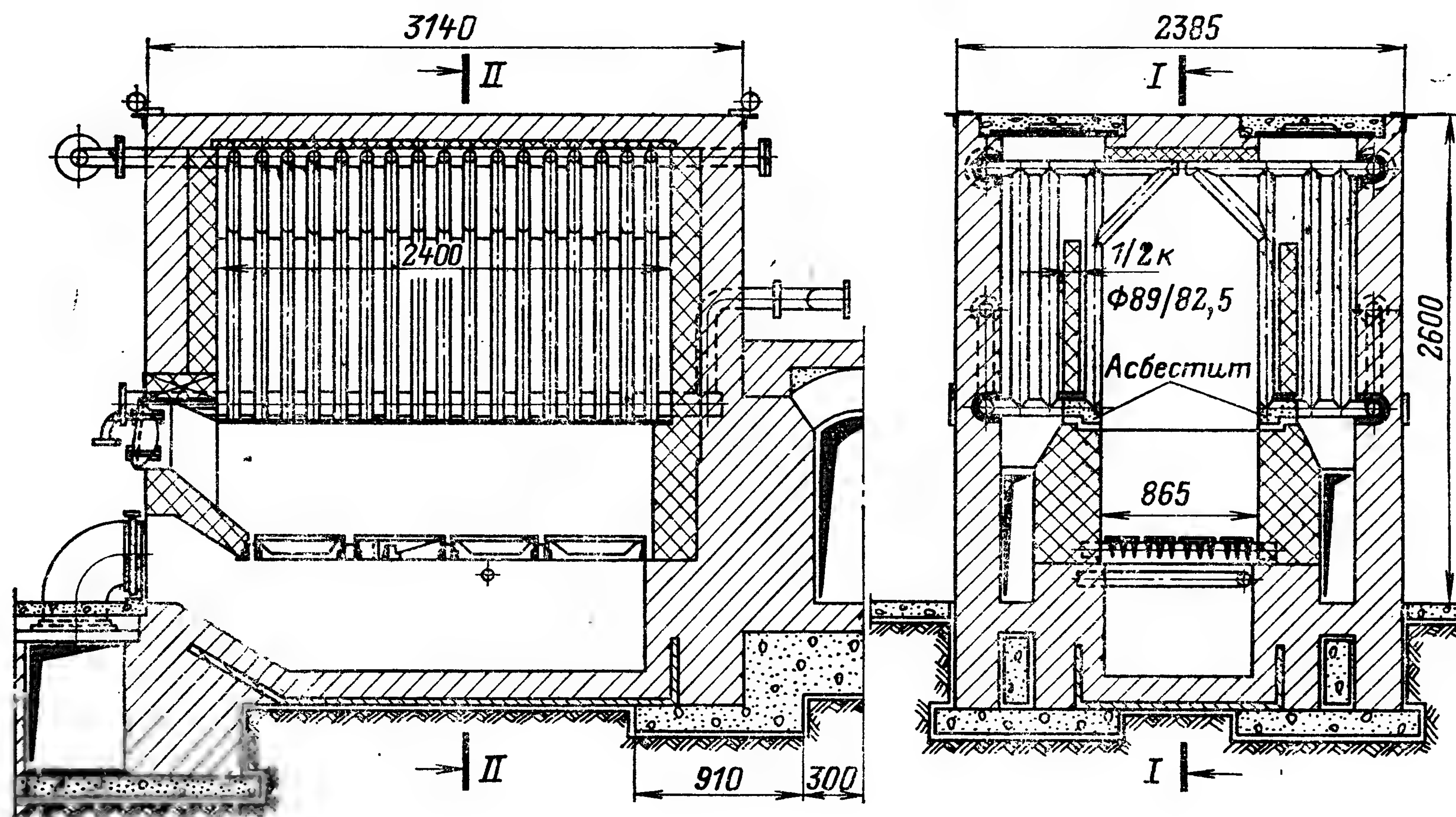


Рис. 6-6. Стальной водогрейный котел конструкции Ревокатова.

топки в экранную и горизонтальную трубу вварена под углом (около 45°) труба. За экранными (вертикальной, наклонной и горизонтальной) трубами расположены кирпичная перегородка и газоход, в котором размещены поверхности нагрева со смешанным и продольным омыванием труб дымовыми газами. Газы поступают в боковые каналы и борова, расположенные сзади котла. Горизонтальные трубы каждой секции вварены в коллекторы — трубы с диаметром 108×3,75 мм, по которым осуществляются подвод и отвод воды из системы теплоснабжения. Кирпичная обмуровка имеет обвязочный каркас, к которому крепится гарнитура. Колосниковая решетка может быть расположена в выносной, заглубленной или внутренней топке с принудительной подачей воздуха. Подвод воды осуществляется сзади котла, отвод — с фронта.

Стальные водогрейные котлы типа НР нельзя использовать при температуре воды выше 115°С, они не экономичны из-за высокой температуры уходящих газов и на сернистых топливах при низкой температуре стенок труб подвержены коррозии.

Мощные стальные водогрейные котлы (см. табл. 5-1а) были предложены ВТИ, Бийским котельным заводом, Центроэнергомонтажем, Институтом использования газа АН УССР и Уралэнергочерметом и разработаны сначала как пиковые для ТЭЦ, а затем использованы для установки в котельных. Котлы нового типа созданы До-

рогобужским и Барнаульским котельными заводами и ЦКТИ [Л. 21, 22].

В новых агрегатах величины давлений воды на входе в котел и потери напора до 0,25 МПа (2,5 кгс/см²) обеспечивают отсутствие закипания воды при всех режимах в тепловых сетях — нормальном и пониженном давлении до 1 МПа (10 кгс/см²), при температурах 130—150°С и меньших.

Для осуществления дальнего теплоснабжения выбраны температура воды за котлом 200°С и давление 2,5 МПа (25 кгс/см²). Для этих котлов введены некоторые ограничения по содержанию серы в топливе, золы и влаги для повышения надежности и длительности работы, а также уменьшения загрязнения воздушного бассейна.

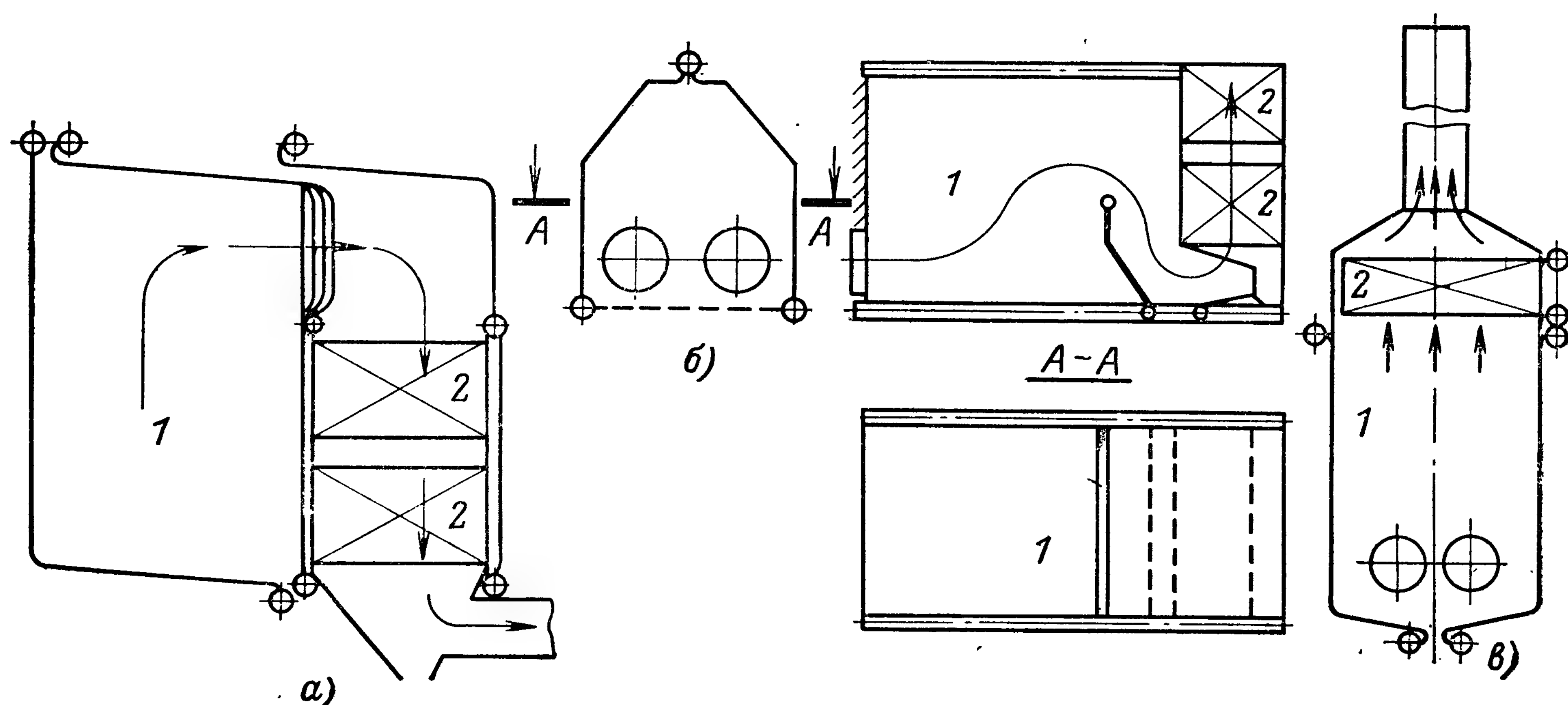


Рис. 6-7. Основные компоновки стальных водогрейных котлов.
а — П-образная; *б* — горизонтальная; *в* — башенная.

Конструкции стальных водогрейных котлов можно подразделить по компоновке поверхностей на три основные группы: П-образные; горизонтальные и башенные. Схемы расположения топки *1* и конвективных поверхностей нагрева *2* в каждом из указанных типов стальных водогрейных котлов приведены на рис. 6-7.

Многоходовая компоновка поверхностей нагрева с дополнительным холостым газоходом выполнена для осаждения уноса несгоревших частиц топлива, вынесенных дымовыми газами из топочной камеры.

В башенных котлах (рис. 6-7,*в*) для снижения газового сопротивления все конвективные поверхности нагрева размещены в одном газоходе.

Одной из наиболее простых конструкций стальных котлов является предложенный Институтом использования газа АН УССР водогрейный котел типа ТВГ производительностью 4,7 и 8,3 МВт (4 и 8 Гкал/ч) и предназначенный для работы на природном газе (рис. 6-8). Котел состоит из нескольких экранных секций (в том числе с двусторонним освещением) из труб с диаметром 51×2,5 мм, установленных в топочной камере, и оборудован подовыми горелками. За кирпичной перегородкой имеется пучок труб, образующий конвективную поверхность. Вход дымовых газов в пакеты этой поверхности сверху, выход — внизу. Про-

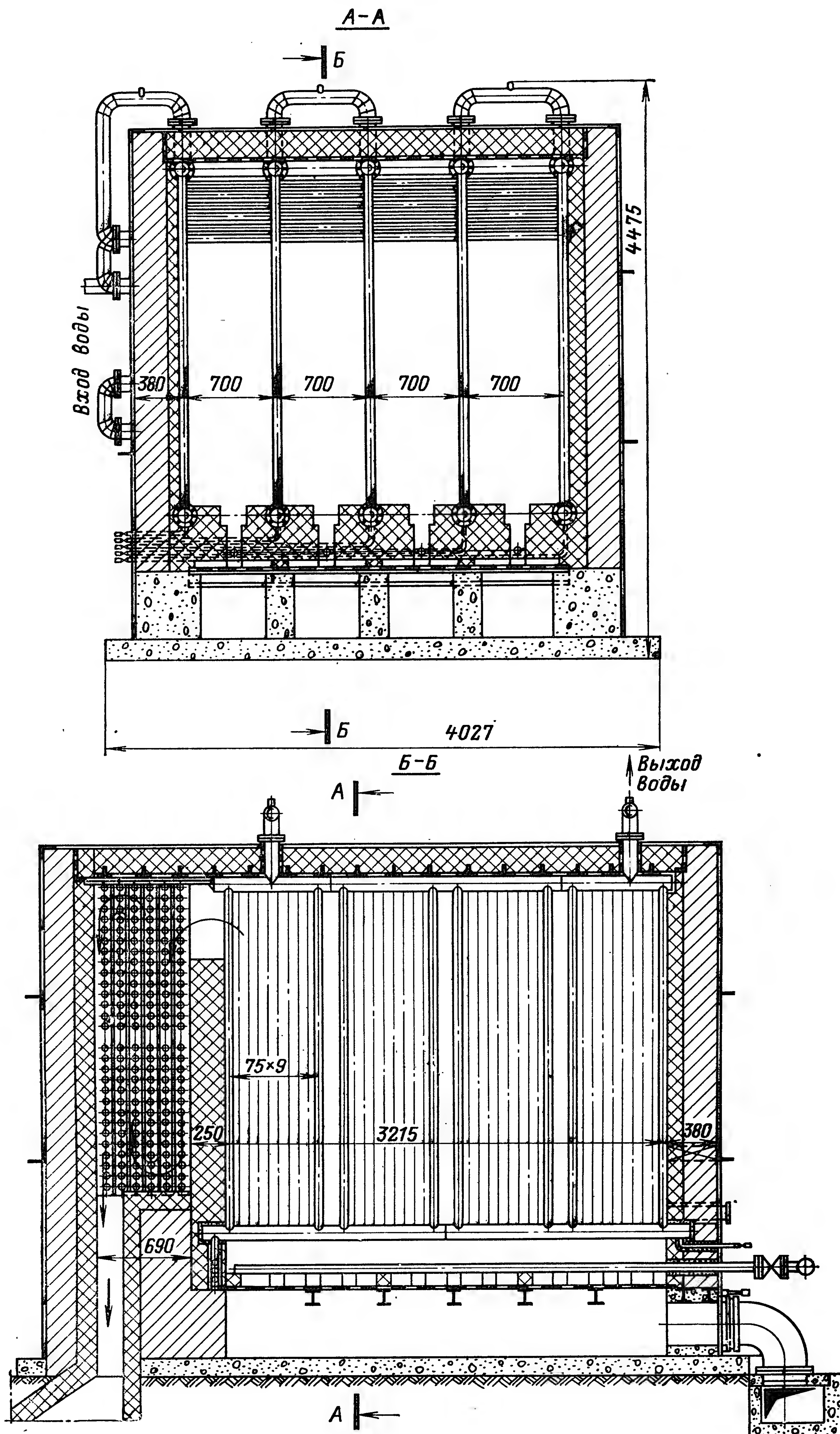


Рис. 6-8. Стальной водогрейный котел ТВГ для работы на природном газе.

дукты сгорания омывают конвективную поверхность, состоящую из труб диаметром 28×2,5 мм, со скоростью 8 м/с. Перегородки между тремя газоходами образованы за счет плавников, приваренных к трубам. Вода из тепловой сети поступает в коллектор конвективной части, проходит через трубы в газоходах и далее последовательно омывает трубы каждого экрана, разделенного для увеличения скоростей воды на секции. Из секций вода отводится в сеть через патрубок, расположенный в верхней части топки.

Высокие скорости воды — около 1 м/с получены за счет деления пучка труб конвективного газохода на три части, а каждого экрана — на четыре части. Это привело к увеличению гидравлического сопротивления котла до 0,4 МПа (4 кгс/см²), что превышает рекомендованное типажом значение.

Топочная камера котла ТВГ имеет теплонапряжение объема 4 кВт/м³ или 325·10³ ккал/(м³·ч), число подовых горелок равно числу панелей экранов без одной. Под огневыми каналами для распределения воздуха установлен металлический лист с отверстиями. Вентилятор имеет напор 0,5—1 кПа (50—100 кгс/м²), поскольку к горелкам подводится природный газ среднего давления.

Значительная скорость дымовых газов и наличие пучка поперечно омываемых труб с большим числом рядов обусловили необходимость установки дымососа с напором около 1 кПа (100 кгс/м²).

Котлы ТВГ при испытаниях и в эксплуатации подтвердили основные проектные технико-экономические показатели.

Разработанные по типажу унифицированные, блочные водогрейные котлы производительностью 4,6; 7,5; 11,6 и 23,2 МВт (4; 6,5; 10 и 20 Гкал/ч) с механизированными топочными устройствами изготовляются для сжигания каменных, бурых углей, газа и мазута и 35 МВт (30 Гкал/ч) только для газа и мазута.

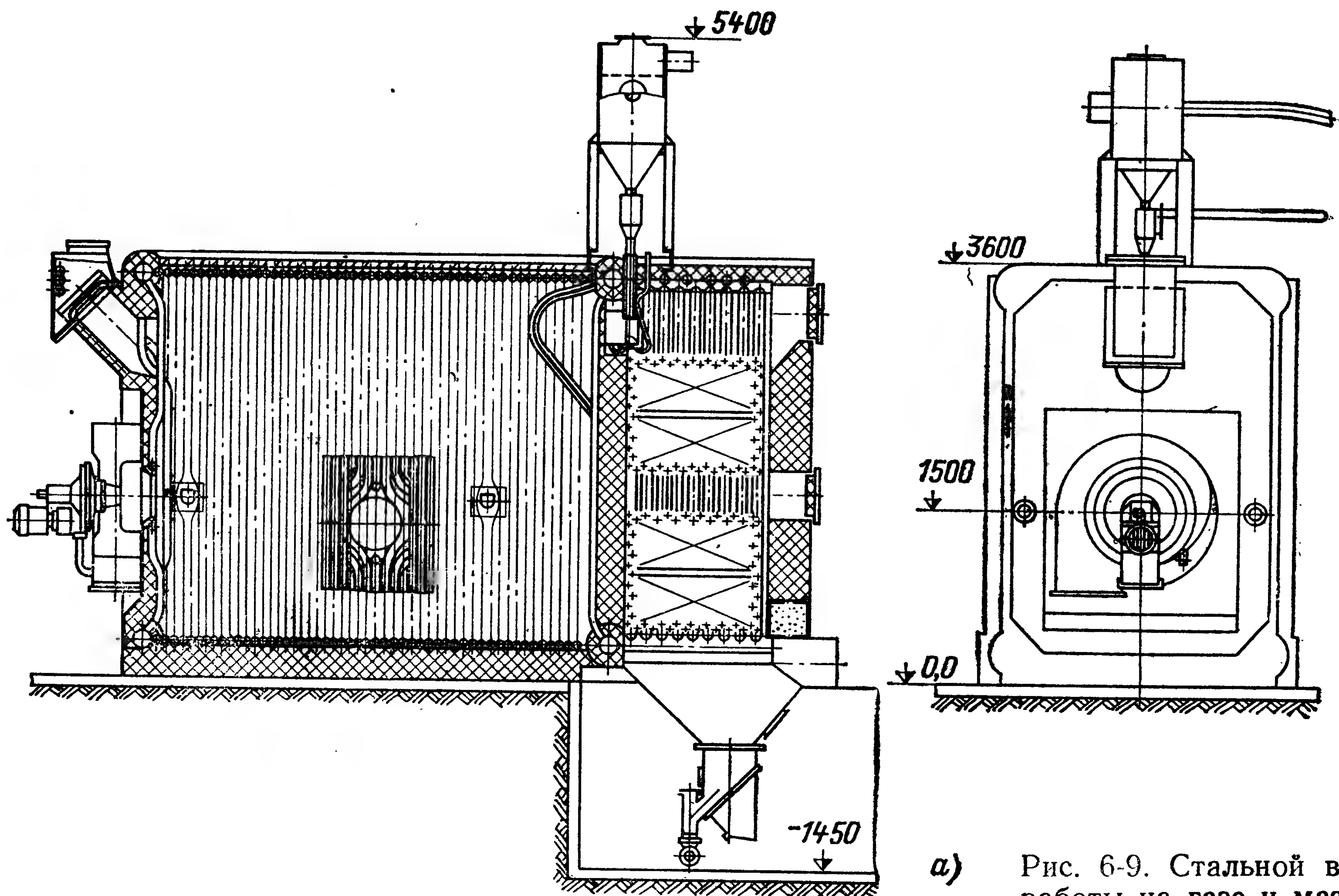
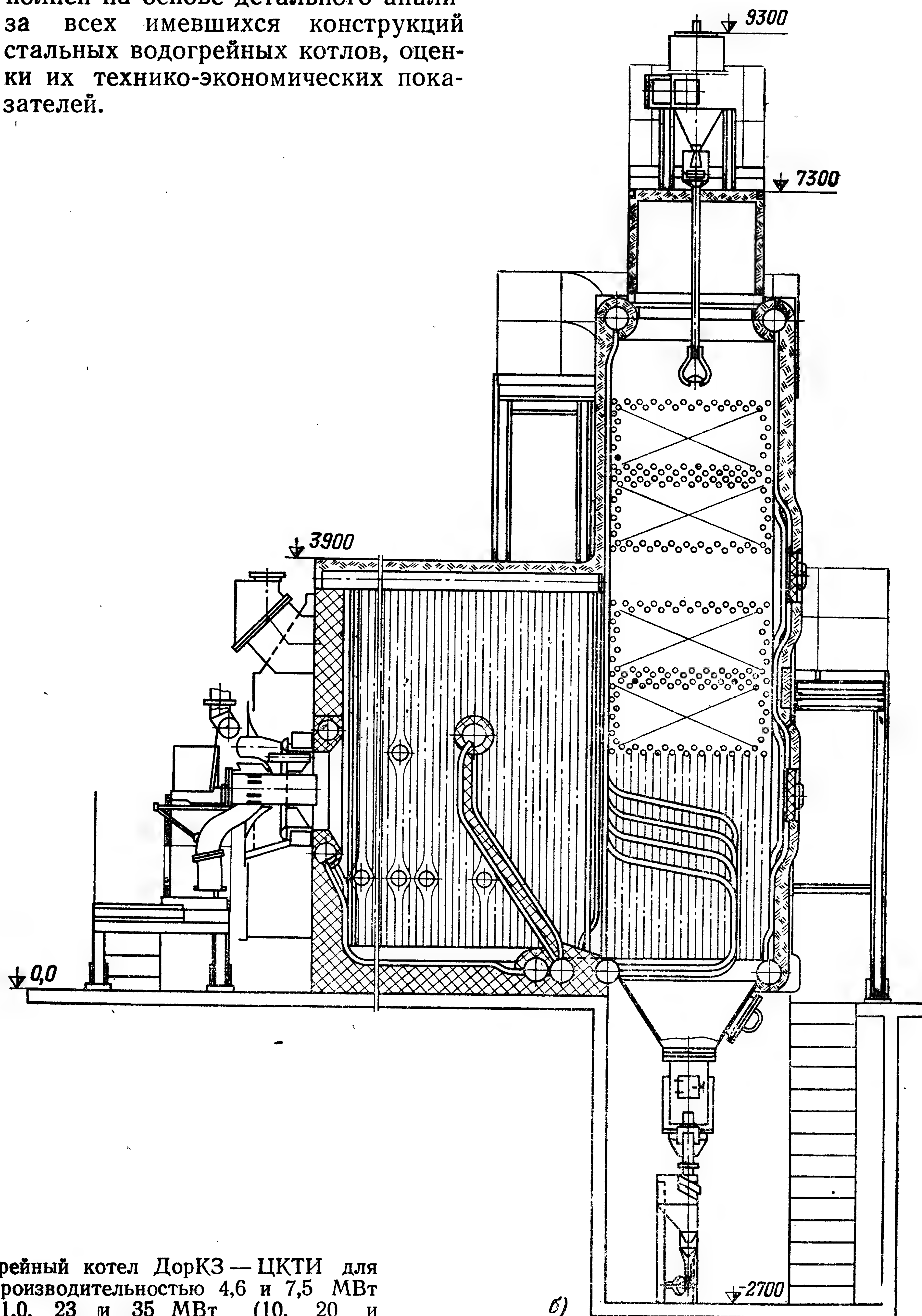


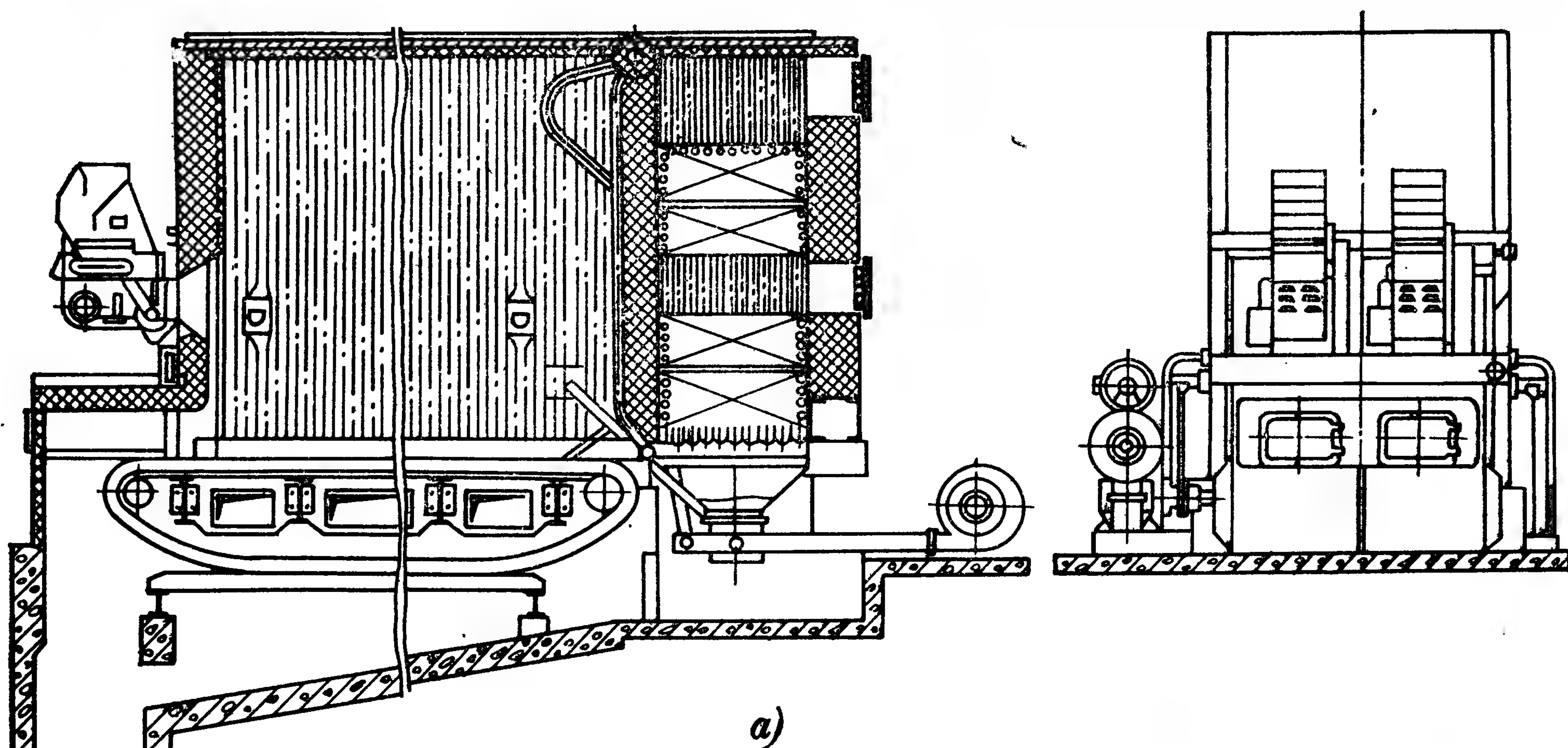
Рис. 6-9. Стальной водо
работы на газе и мазуте
(4 и 6,5 Гкал/ч) (*а*) и

Общий вид котла для сжигания газа и мазута, рассчитанного на теплопроизводительность 4,6 и 7,5 МВт (4 и 6,5 Гкал/ч) и 11,6, 23,2 и 35 МВт (10; 20 и 30 Гкал/ч), показан на рис. 6-9.

Выбор этого типа котлов выполнен на основе детального анализа всех имевшихся конструкций стальных водогрейных котлов, оценки их технико-экономических показателей.



грейный котел ДорКЗ — ЦКТИ для производительностью 4,6 и 7,5 МВт 11,0, 23 и 35 МВт (10, 20 и 30 Гкал/ч) (*б*).



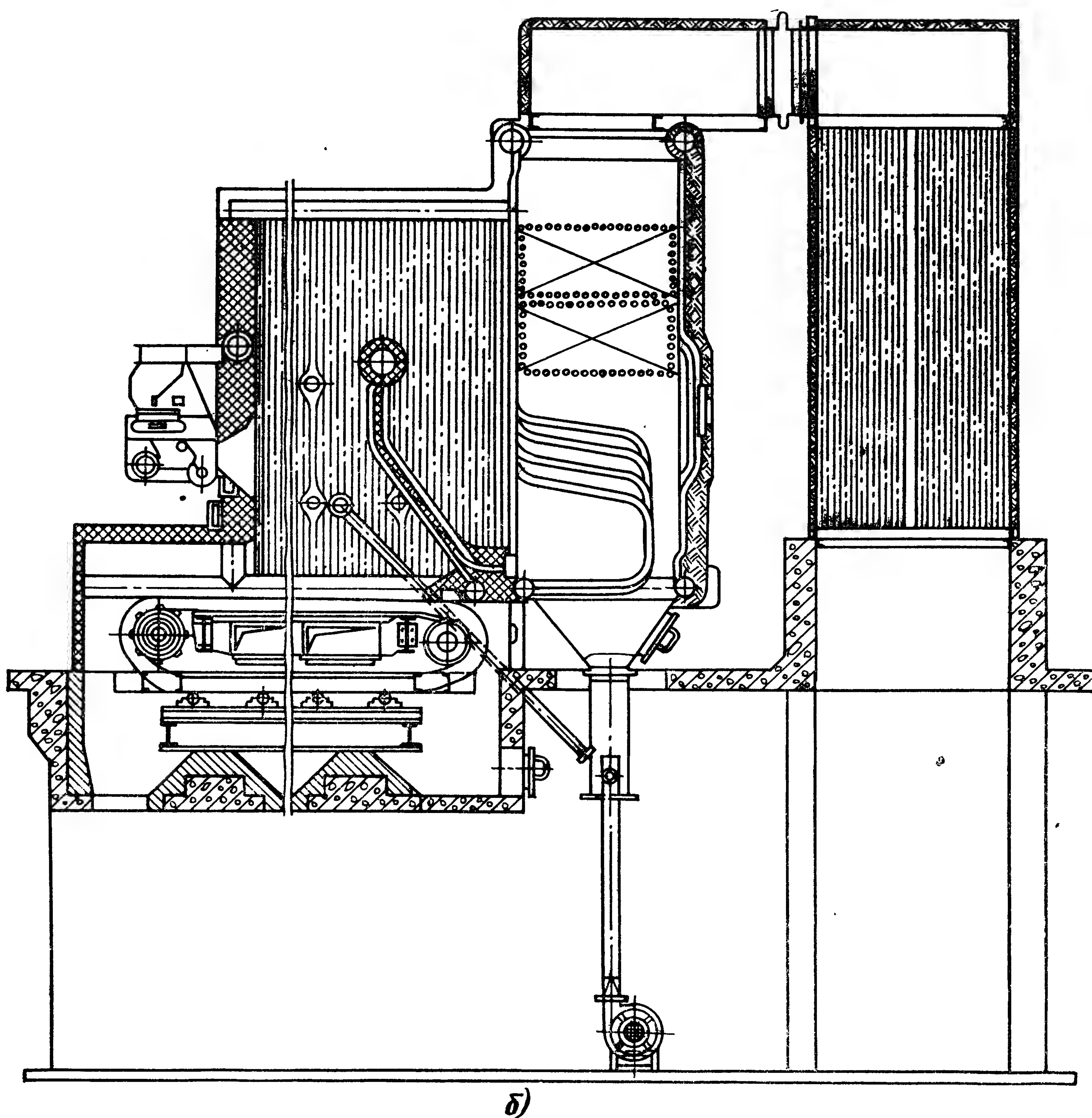


Рис. 6-10. Стальной водогрейный котел ДорКЗ — ЦКТИ для твердого топлива, сжигаемого в слое, производительностью 4,6; 7,5; 11,6 и 23 МВт (4; 6,5; 10 и 20 Гкал/ч).
а — без воздухоподогревателя; *б* — с воздухоподогревателем.

Из топки, сплошь экранированной и оборудованной газомазутной горелкой с ротационной форсункой, продукты сгорания поступают в котлах 11,6, 23,2 и 35 МВт в опускной газоход из труб заднего экрана. Затем, совершив поворот на 180° и пройдя фестон, дымовые газы поднимаются и охлаждаются в конвективных поверхностях нагрева (рис. 6-9,*б*).

В водогрейных газомазутных котлах на 4,6 и 7,5 МВт (4 и 6,5 Гкал/ч) продукты сгорания из топки попадают в специальные окна с фестоном, образованные разводкой труб заднего экрана (рис. 6-9,*а*). За окнами находятся поворотная камера и конвективный пучок, через который дымовые газы проходят сверху вниз.

В котлах, показанных на рис. 6-9, изменение теплопроизводительности достигнуто за счет удлинения топки и конвективного газохода при неизменных ширине и высоте агрегата.

Технико-экономические показатели таких водогрейных котлов для сжигания газа и мазута даны в [Л. 13, 21 и 22].

Котлы для слоевого сжигания топлива при производительности 4,6 и 7,5 МВт (4 и 6,5 Гкал/ч) по своему профилю аналогичны котлам той же теплопроизводительности для сжигания газа и мазута. В топочной камере установлена ленточная колосниковая решетка ТЛЗ, подача топлива на которую осуществляется с помощью пневмомеханического забрасывателя ПМЗ, показанного на рис. 3-7.

При производительности котлов 11,6 и 23,2 МВт (10 и 20 Гкал/ч) в топках устанавливается колосниковая решетка ЛЦР или ЧЦР обратного хода.

Общие виды котлов с слоевыми топками ПМЗ-ТЛЗ и ПМЗ-ЛЦР или ЧЦР на производительность 4,6 и 7,5 МВт показаны на рис. 6-10,*а* и для 11,6 и 23,2 МВт (10 и 20 Гкал/ч) показаны на рис. 6-10,*б*.

Котлы для каменных углей работают на холодном воздухе, а для бурых оборудованы стальными трубчатыми воздухоподогревателями.

При одинаковой с газомазутными топками ширине агрегата высота его при сжигании сухих топлив, не требующих подогрева воздуха, ~7,8 м, а при наличии подогрева — 5,9 м, но с бо́льшей длиной.

Основные показатели котлов для слоевого сжигания твердого топлива: теплонапряжение зеркала горения 1,56—2,2 МВт/м^2 или 1,36—1,9·10^6 ккал/(м^2·ч); теплонапряжение объема топки 370—550 кВт/м^3 или 320—470×10^3 ккал/(м^3·ч); температура уходящих газов от 190 до 238°С и к. п. д. от 79 до 84%.

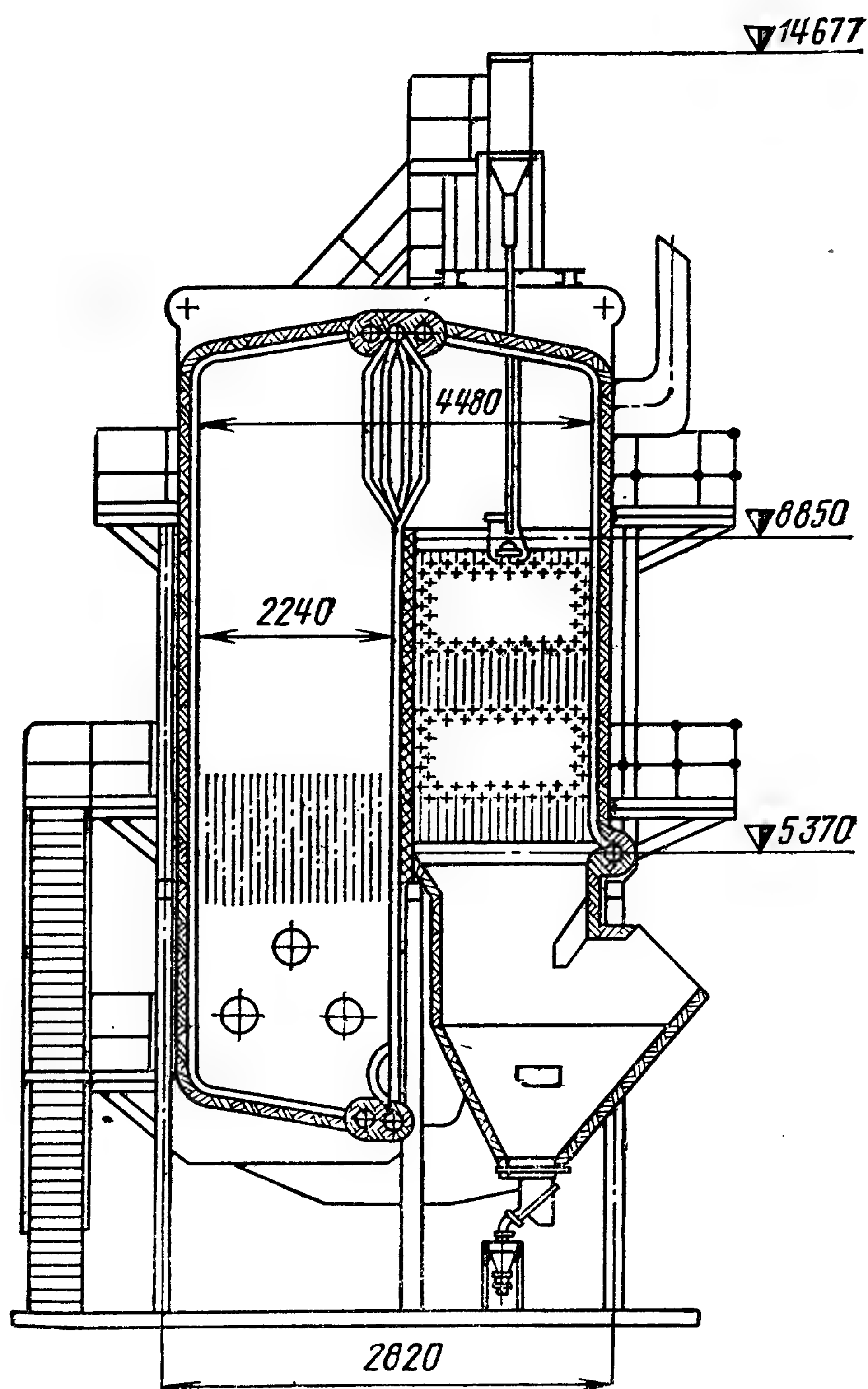


Рис. 6-11. Общий вид котла ТВГМ-30.

Все новые котлы собираются из одинаковых деталей, имеют одинаковые шаги и диаметры труб экранов — 60×3 мм, конвективного пучка — 28×3 мм и при сжигании бурых углей воздухоподогреватели из труб 40×1,5 мм.

Обмуровка котлов облегченная, натрубная, каркас упрощенный, так как нагрузка от металлической части котла и цепной решетки передается непосредственно на фундамент. Все котлы поставляются заводом-изготовителем в виде блоков и готовых деталей цепных решеток, собираемых при монтаже. Котлы оборудуются системой дробевой очистки конвективных поверхностей нагрева и системой обдувки радиационных

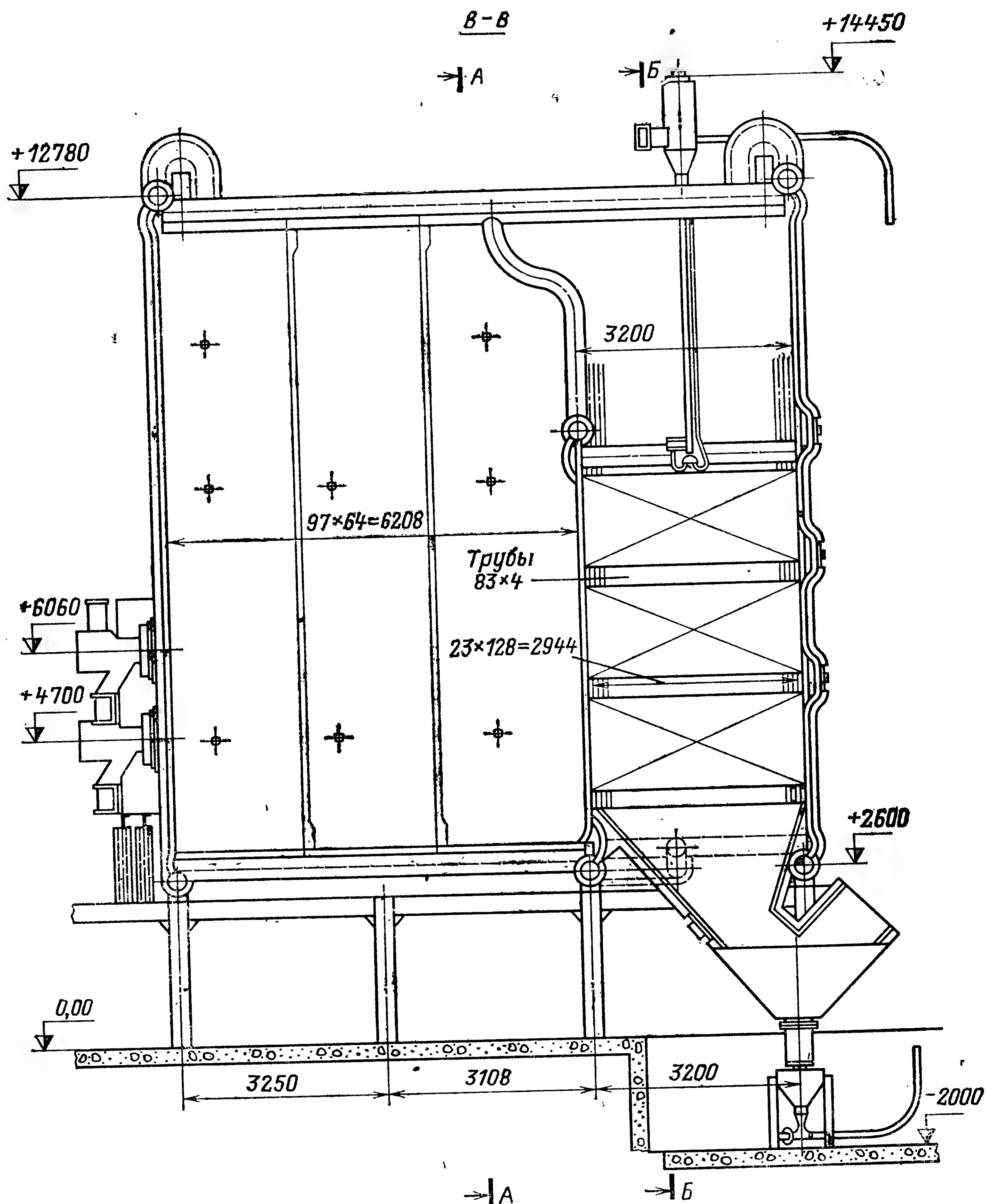
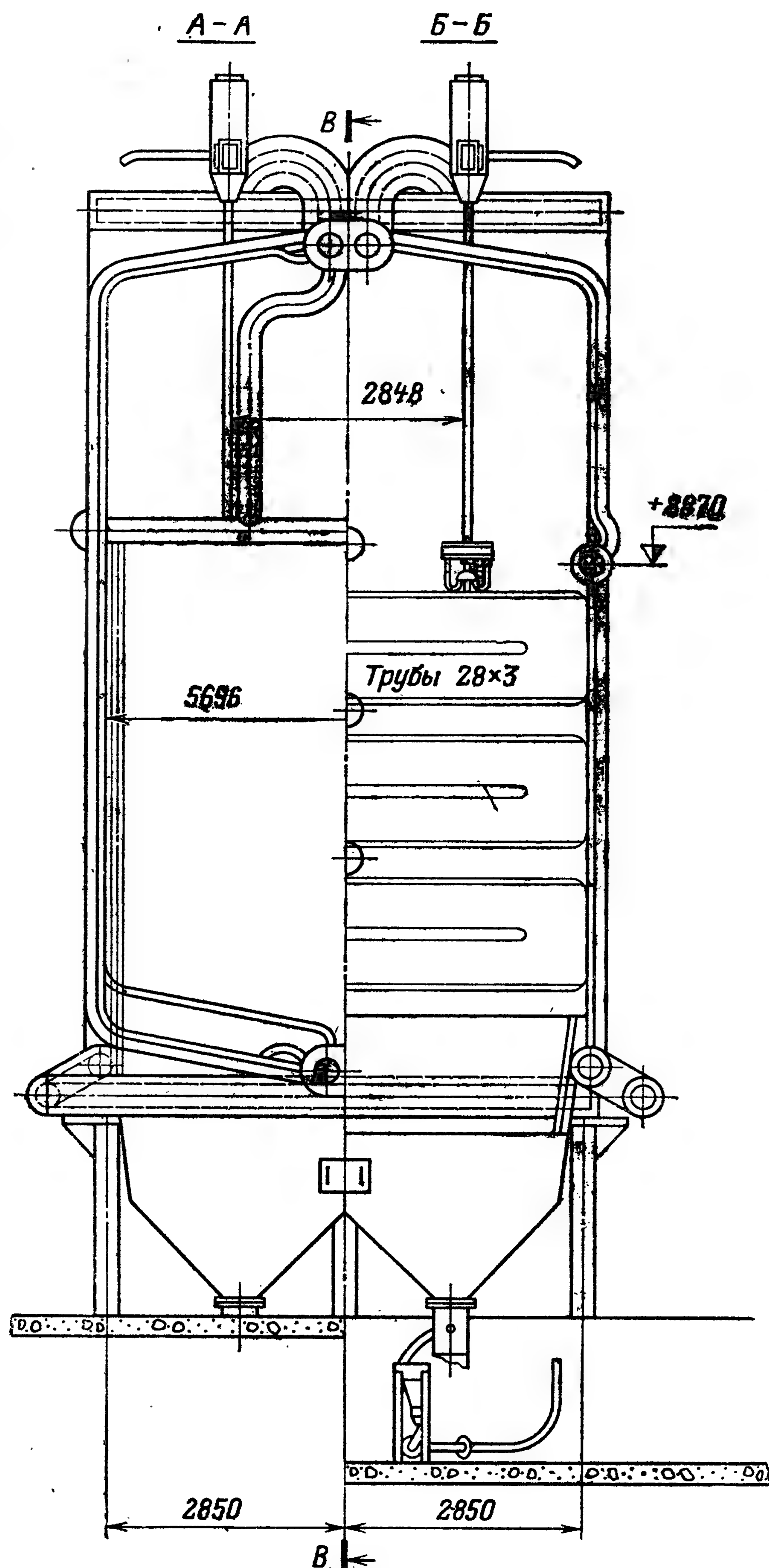


Рис. 6-12. Профиль серийного стального водогрейного котла для работы на газе и 180 Гкал/ч).

поверхностей нагрева. Работа котлов регулируется с помощью автоматики. Все агрегаты разработаны для установки в закрытых и полуоткрытых котельных.

Для сжигания газа и мазута изготовляются стальные водогрейные котлы производительностью 35 МВт (30 Гкал/ч) с П-образной компоновкой конструкции ЦЭМ и Дорогобужского котельного завода на пиковые нагрузки типа ПТВМ-30 и основные нагрузки ТВГМ-30.

Общий вид котла ТВГМ-30 приведен на рис. 6-11. Число встречно расположенных горелок — шесть, подача воздуха в горелки от двух вентиляторов, тяга — искусственная одним дымососом на котел. Трубы



Примечание к рис. 6-12. На основе созданных Дорогобужским котельным заводом и ЦКТИ стальных водогрейных котлов Сантехпроектом и Латгипропромом разработаны типовые проекты котельных производительностью от 14 до 350 МВт (от 12 до 300 Гкал/ч) на различных видах топлива.

мазуте с Q=35; 58; 116 и 210 МВт (30, 50, 100 и

экранов диаметром 60×3 мм, конвективной части — 28×3 мм, стены топки и газоходов полностью закрыты трубами. Тепловое напряжение объема топочной камеры 470 кВт/м^3 или 400·10^3 ккал/(м^3·ч), температура уходящих газов 190°С при работе на газе и 237°С на мазуте, к. п. д. соответственно равен 90 и 88%.

Облегченная обмуровка котла крепится к трубам, каркас выполнен в виде постамента. Котел, начиная с отметки 5,4 м, расширяется кверху.

Поставка трубной части котла заводом-изготовителем осуществляется восемью крупными блоками. При работе котла на мазуте предусматривается дробевая очистка конвективных поверхностей нагрева. Вода во всех интенсивно обогреваемых поверхностях нагрева движется только вверх: вход и выход воды выполнены через верхний коллектор труб, закрывающих заднюю стену конвективной шахты. Регулирование работы этих котлоагрегатов автоматизировано.

Дальнейшее усовершенствование и изучение опыта эксплуатации стальных водогрейных котлов продолжается. Предлагается серия котлов на теплопроизводительность 35, 58, 116, 210 МВт (30, 50, 100, 180 Гкал/ч) П-образного типа (рис. 6-12).

Продолжается выпуск и башенных водогрейных котлов на теплопроизводительность 58; 116 и 210 МВт (50, 100 и 180 Гкал/ч) для установки на ТЭЦ и в отопительных котельных. Общий вид котла ПТВМ-50 показан на рис. 6-13. Котлы этого типа запроектированы для работы на газе и мазуте; они имеют горелки с индивидуальными вентиляторами и мазутные механические форсунки, охлаждаемые сетевой водой. Топочная камера экранирована трубами диаметром 60×3 мм, конвективный пучок выполнен из труб диаметром 28×3 мм с шахматным расположением.

Как видно из рис. 6-13, котел ПТВМ имеет натрубную облегченную обмуровку и несущий каркас, к которому прикреплены верхние коллекторы для расширения котла вниз. Тяга создается стальной дымовой трубой (высотой порядка 50—70 м), опирающейся на каркас агрегата.

Котел имеет автоматическое регулирование процесса горения и может работать в пиковом и основном режимах. У котлов башенного типа очистка наружных

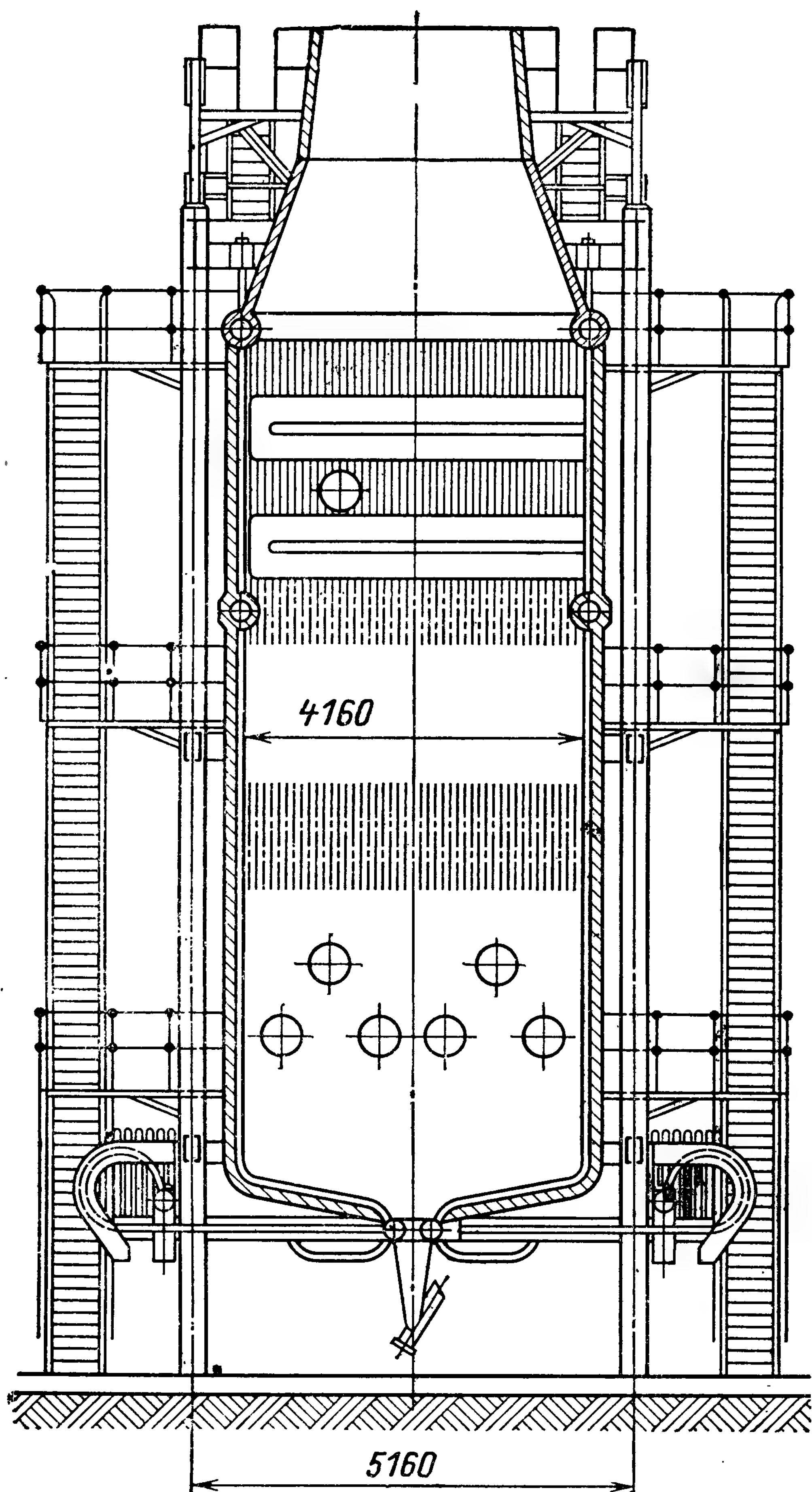


Рис. 6-13. Общий вид башенного котла ПТВМ-50.

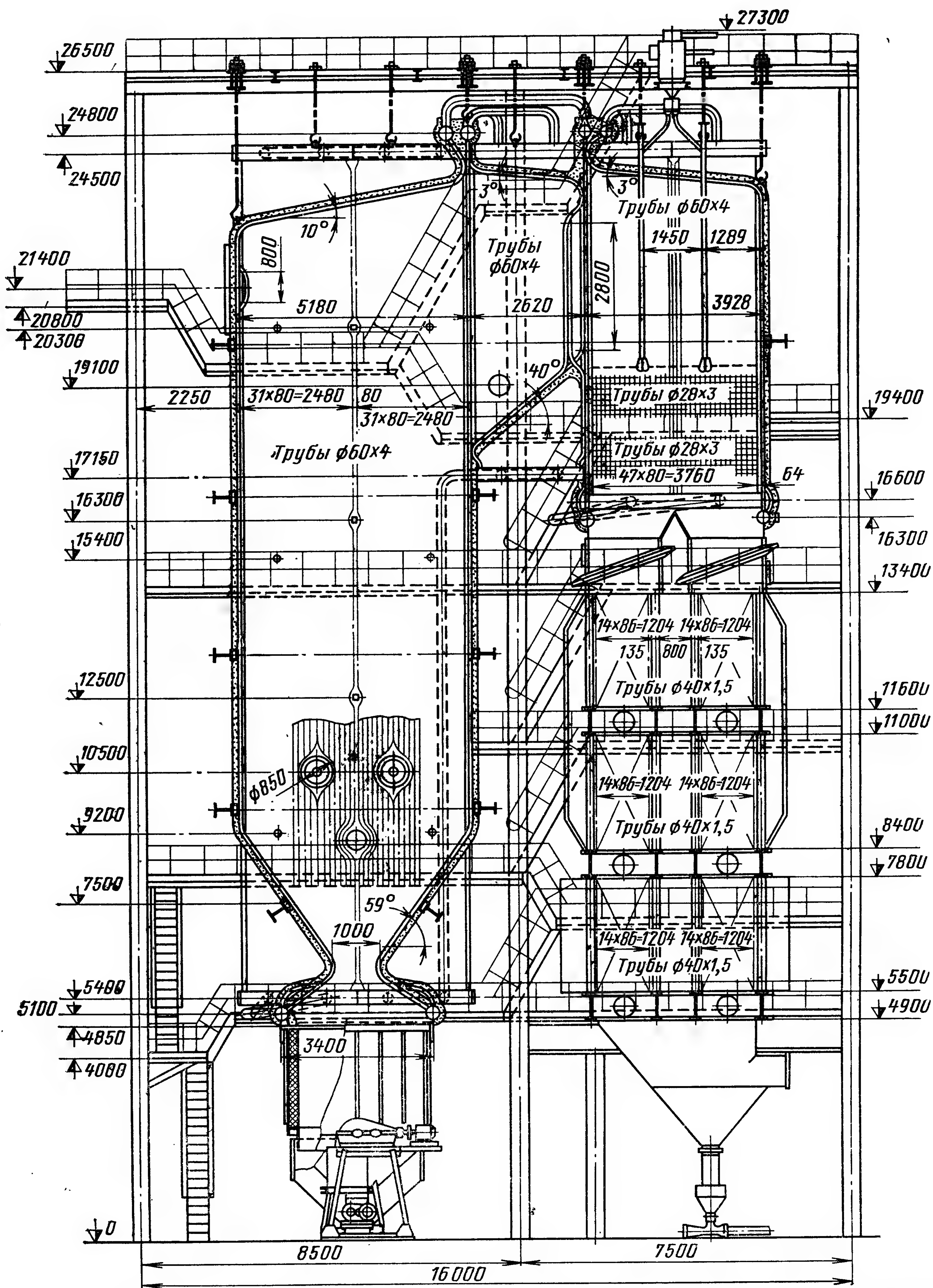


Рис. 6-14. Стальной водогрейный котел ДорКЗ теплопроизводительностью 58 МВт (50 Гкал/ч) для камерного сжигания твердого топлива.

поверхностей нагрева от отложений при сжигании мазута во время их работы отсутствует, из-за чего растут отложения, газовое сопротивление, температура уходящих газов и снижается производительность.

При остановах котла выполняют обмывку поверхностей нагрева котла щелочной водой, которую после обмывки необходимо очистить до сброса в канализацию.

Работа котла на естественной тяге при плюсовых наружных температурах и постоянной высоте дымовой трубы ограничивает теплопроизводительность, так как нагрузка котла зависит только от разности плотностей воздуха и дымовых газов.

Стенки дымовой трубы и поверхностей нагрева, лежащих ниже трубы башенных котлов сильно подвержены коррозии раствором сернистой кислоты.

Дорогобужским заводом разработан котел на 58 МВт (50 Гкал/ч) (рис. 6-14). Котлоагрегат рассчитан на сжигание угля типа челябинского (размалываемого в молотковых мельницах с наддувом) и подаваемого принудительно в шесть турбулентных горелок, расположенных в два яруса на боковых стенах топочной камеры.

Удаление шлака из топочной камеры сухое, теплонапряжение объема ~230 кВт/м³ или 200·10³ ккал/(м³·ч). На стенах топки установлено по восемь обдувочных аппаратов с подачей к ним сжатого воздуха. Растопка котла должна выполняться на мазуте от форсунок, размещенных в амбразурах. Стены топки поворотной камеры и заднего экрана защищены гладкими экранными трубами диаметром 60×4 мм.

Продукты сгорания, пройдя фестон с щагом труб 250 мм и поворотную камеру, входят в конвективный пучок, выполненный из труб 28×3 мм и разделенный на две части. За этим пучком размещен стальной одноходовой по газам и трехходовой по воздуху воздухоподогреватель из труб диаметром 40×1,5 мм. Подогрев воздуха осуществляется до температуры 350°С при охлаждении дымовых газов до 220°С; к. п. д. котлов 87—88%.

Обмуровка котла облегченная, натрубная с уплотнительной штукатуркой и обмазкой. Котел подвешен к каркасу за верхние коллекторы. Топочная камера расширяется вниз; кубы воздухоподогревателя опираются нижними точками на отдельный каркас.

Такого же типа для твердого топлива выполняется котел теплопроизводительностью 116 МВт (100 Гкал/ч). Оба котла рассчитаны на давление 2 МПа (20 кгс/см²) и температуру воды на входе 70°С, на выходе 200°С при гидравлическом сопротивлении 0,2 МПа (2 кгс/см²).

Однако эти агрегаты еще не прошли эксплуатационную проверку, поэтому заводами с участием ЦКТИ разрабатываются новые конструкции водогрейных котлов, предназначенные для работы на твердом топливе, сжигаемом в пылевидном состоянии. Более подробно особенности конструкций водогрейных котлов освещены в [Л. 13, 21 и 22].

6-4. ПАРОВЫЕ КОТЛОАГРЕГАТЫ

Котлы с жаровыми и дымогарными трубами выпускаются заводами и в настоящее время, так как они нетребовательны к качеству воды, обладают большой аккумулирующей способностью и относительно просты в эксплуатации.

Наиболее простым котлом, рассчитанным на производительность 0,11 кг/с (0,4 т/ч), является агрегат типа Е-0,4/9 Г, модель МЗК-8Г (рис. 6-15,*а*) [Л. 23]. Котел предназначен для сжигания в топке природного газа и выработки насыщенного пара с давлением 0,9 МПа (9 кгс/см²). Котел состоит из коаксиальных цилиндров *1*, соединенных приваренными штампованными кольцами *2*. Наружный цилиндр имеет под верхним и над нижним кольцом штампованные трубные доски *3*, в которые завальцованы 92 прямые кипятильные трубы диаметром 38×

×2,5 мм с плавниками или приварными полосами (рис. 6-15,*б*), служащими для создания газоплотной стенки.

Внутренний цилиндр образует топочную камеру, на потолке которой установлена газовая горелка низкого давления *4*. Потолок и под камеры закрыты огнеупорным бетоном, а часть стен цилиндра — огнеупорной обмуровкой. Продукты сгорания выходят из топки через отверстие *В* и обогревают снаружи кипятильные трубы и стенку внешнего цилиндра, омываемую водой. Пройдя всю или половину длины окружности, дымовые газы через газоход *Г* удаляются в дымовую трубу. Воздух нагнетается вентилятором с напором 1,3 кПа (130 кгс/м³) под металлическую обшивку, проходит систему каналов и через регистр поступает в горелку.

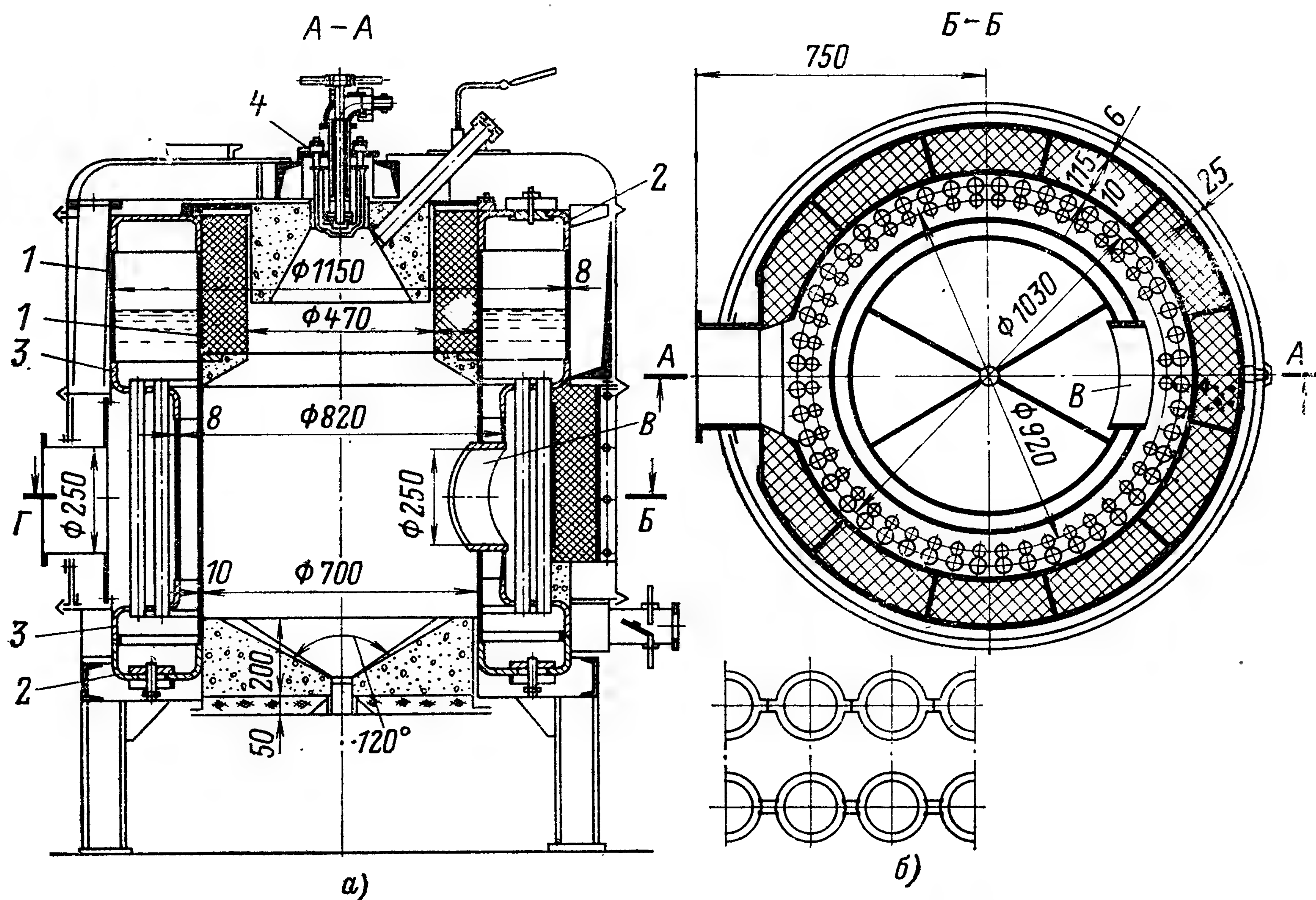


Рис. 6-15. Котел с наддувом для работы на природном газе типа Е-0,4/9Г, модель 8Г на 0,11 кг/с (400 кг/ч) и p=0,9 МПа (9 кгс/см²).

а — общий вид; *б* — газоплотная стена из труб с плавниками или приварными полосами.

Таким образом, котел работает с давлением в топочной камере (наддувом) в 0,4—0,5 кПа (40—50 кгс/м²) и без дымососа. Тепловое напряжение объема топки составляет около 1 МВт/м³ или 850×10³ ккал/(м³·ч), температура уходящих газов около 250°С, к. п. д. котла 86,0%.

Вся арматура котла установлена на верхнем кольце; в обоих кольцах выполнены лючки для очистки и вальцовки труб.

Питательная вода для удаления солей жесткости проходит докотловую обработку в установленном рядом с котлом фильтре, а затем плунжерным насосом подается в котел. Продувка выполняется из объема нижнего кольца.

Все оборудование смонтировано в общий блок на стальной раме, к которой приварены опоры или стойки.

Котел имеет автоматическое регулирование горения, питания и может быть пущен и остановлен автоматически. Котел и установка разработаны МО ЦКТИ.

На рис. 6-16 показаны два типа котлоагрегатов такой же производительности и на те же параметры. Котел с принудительной циркуляцией (рис. 6-16,*а*) состоит из четырех коаксиальных змеевиков, выполненных из труб диаметром 22×2,5 мм. Полость внутреннего змееви-

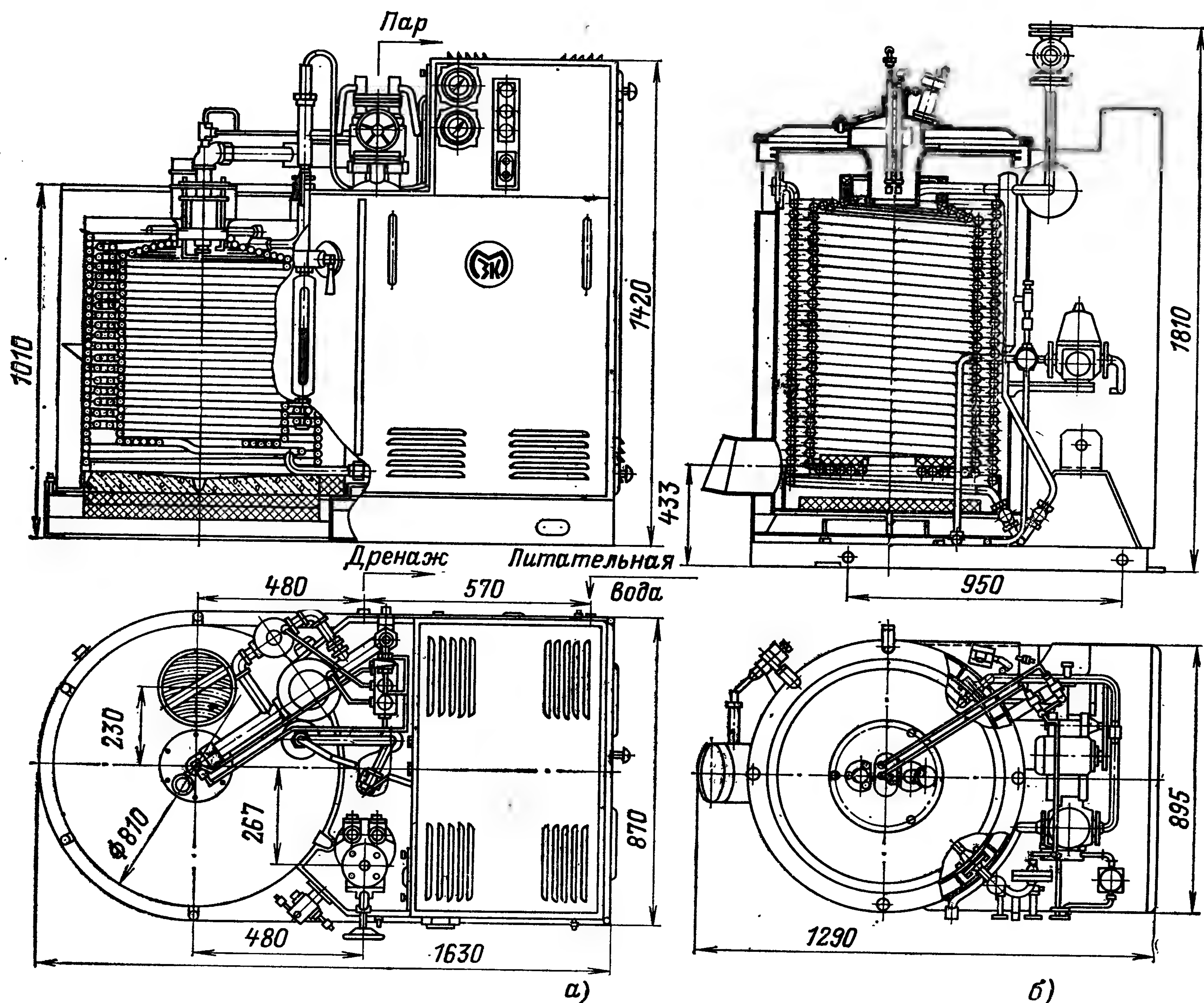


Рис. 6-16. Вертикальные паровые котлы с наддувом типов Пр-0,4/9Г и П-0,4/9Г для работы на природном газе.

а — с принудительной циркуляцией; *б* — прямоточный.

ка представляет собой топочную камеру, работающую с наддувом, а средние и наружный змеевики образуют конвективную поверхность нагрева. Газы из топочной камеры поступают в нижнюю часть газохода, омывают змеевики и через отверстие в верхней крышке выходят в дымовую трубу. Рядом с змеевиками установлен вертикальный сепаратор, из которого пар поступает к потребителю, а отделившаяся котловая вода (с солями) направляется в теплообменник для подогрева питательной воды. Питательная вода подается в тот же сепаратор мембранным насосом, одна полость которого подает питательную воду, а вторая прокачивает воду и пароводяную смесь через змеевики.

Топливом для котла служит природный газ. Воздух, нагнетаемый вентилятором в металлический кожух, подогревается, омывая наружный змеевик, и затем поступает в горелку.

Котел имеет к. п. д. около 85%, температура уходящих газов составляет примерно 350°С. Котел оборудован автоматикой горения и безопасности (защитами от повреждений).

Прямоточный котел, показанный на рис. 6-16,*б*, сходен по устройству с предыдущей конструкцией, но дополнительно оборудован автоматизированной установкой химической водоподготовки и вместо мембранного имеет поршневой насос.

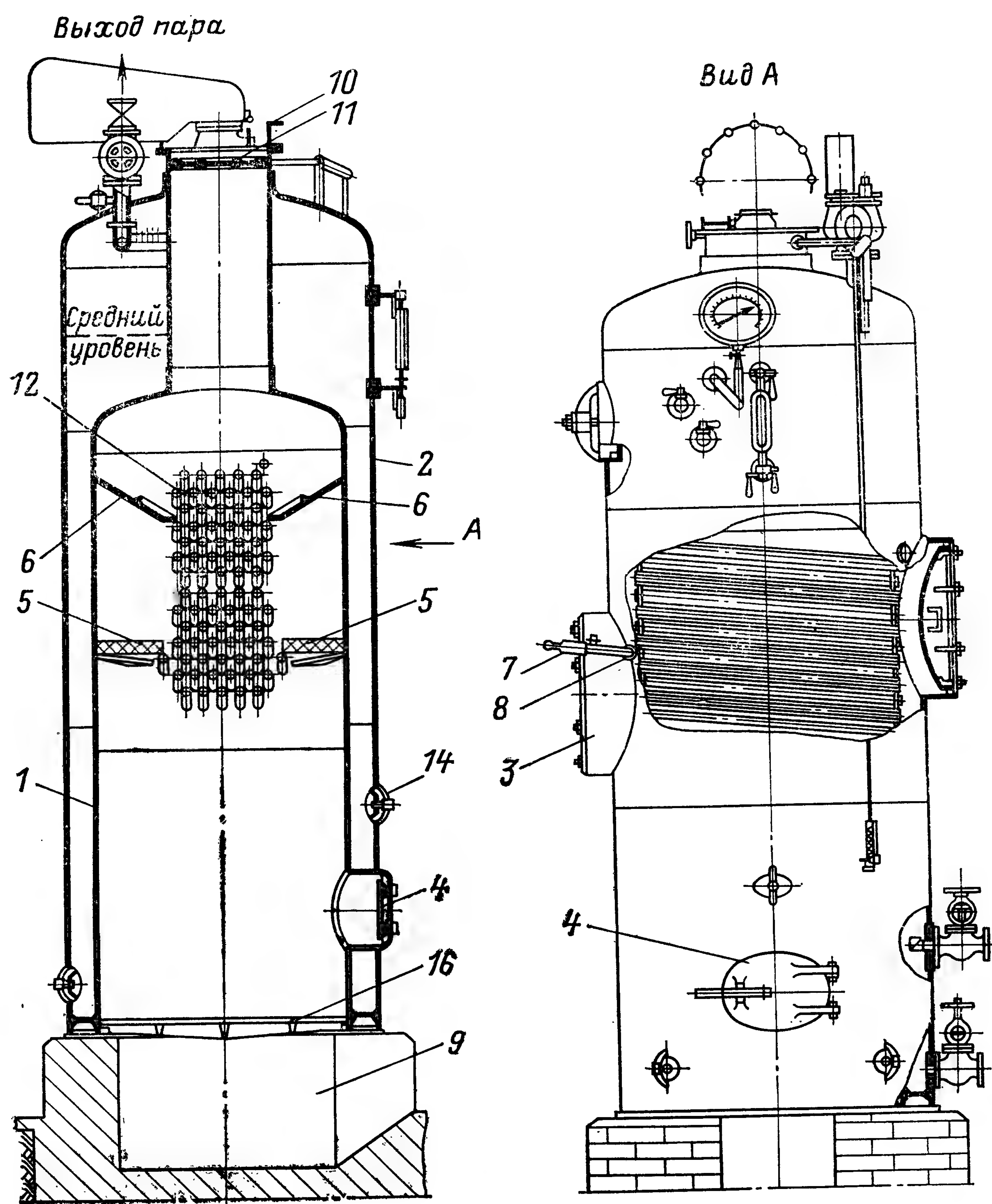


Рис. 6-17. Вертикальный цилиндрический котел типа ММЗ-1М с $D=0{,}278$ кг/с (1 т/ч), $p=0{,}9$ МПа (9 кгс/см²) с топкой для твердых топлив.

В обоих котлах все вспомогательное оборудование смонтировано в специальном шкафу. Котел же и прочее оборудование опираются на общую раму и при монтаже требуют присоединения к источникам воды и электроэнергии.

Наиболее характерным представителем вертикальных котлов является котел ММЗ на производительность 0,278 кг/с (1 т/ч) и давление 0,9 МПа (9 кгс/см²) (рис. 6-17).

Котел состоит из цилиндрической топочной камеры *1*, оборудованной ручной колосниковой решеткой *16*, пучка кипятильных труб *12* и

направляющих плит — кирпичных *5*, чугунных *6*. За обечайкой топочная камера переходит в установленную на котле стальную дымовую трубу *10*, в которой имеется поворотная заслонка *11* для регулирования тяги. Топочная камера размещена внутри цилиндрического корпуса *2* с расстоянием между стенками около 40 мм. В нижней части камера и корпус ниже уровня колосниковой решетки соединены штампованным кольцом.

Корпус *2* выше топочной камеры примерно на 1 м, за счет чего образовано паровое пространство и увеличен водяной объем котла.

В корпусе котла имеются люки *3* для вальцовки кипятильных труб *12*, лючки *14* для очистки их и корпуса от накипи и шлама. Загрузка топлива на решетку ведется вручную через специальную дверцу *4*. Пучок труб *12* можно обдуть паром этого же котла с помощью трубы *7*, вводимой через отверстие *8*. Котел ставится на кирпичное основание, образующее зольник, поддувало *9*, в которое вентилятор нагнетает воздух. Топку для сжигания ряда топлив выполняют вынесенной вниз. Тяга обычно естественная.

Вертикальные котлы (см. рис. 5-1,*а*) выпускались заводами в большом количестве и разных модификаций: с кипятильными трубами большого (до 300 мм) диаметра; с несколькими пучками кипятильных труб малого диаметра, оси которых пересекались под углами (например, котлы Шухова, Шухова — Сарафа); с пучками кипятильных и дымогарных труб (котлы ТМЗ, ВГД); с дымогарными трубами (котлы ВК, котлы для кранов и др.).

Общей для них является обязательность сжигания качественного топлива. Достоинствами таких котлов являются малая занимаемая площадь, невысокая требовательность к качеству питательной воды и относительная простота обслуживания. Это привело к широкому распространению вертикальных котлов в промышленных и отопительных установках, особенно временного типа. Однако такие котлы при неправильном обслуживании весьма опасны из-за крупных разрушений, происходящих при их взрывах.

Вторым типом котла с большим водяным объемом на единицу поверхности нагрева являются горизонтальные цилиндрические котлы с одной или двумя жаровыми трубами. Котлы могут работать как в паровом, так и в водогрейном режиме, их производство осуществляется и до настоящего времени.

Примеры конструктивного выполнения таких котлов даны на рис. 6-18, где на рис. 6-18,*а* показан котел с одной гладкой жаровой трубой *1*, смещенной для усиления циркуляции в объеме с центра внешнего цилиндра корпуса *2*. Котел имеет поверхность нагрева около 40 м² при длине ~6 м. При обогреве продуктами сгорания не только жаровой трубы, но и наружного корпуса в несколько ходов (рис. 6-18,*б*) котел может работать на разных топливах. Топочное устройство выполняют внутренним и располагают в начальном участка жаровой трубы или внешним, для чего требуется выносная топочная камера.

На рис. 6-18,*б* показан паровой котел с двумя жаровыми трубами в обмуровке; питательная вода подается сверху через патрубок в корпусе.

Отбор пара, прошедшего специальный сепаратор *2*, осуществляется из трубы *8*. Арматура котла включает в себя водоуказательные приборы *3*, манометр *4*, питательный клапан *5*, спускной клапан *6*, рычажные грузовые предохранительные клапаны *7* и иногда специальные устройства для удаления шлама.

Как видно из рис. 6-18,*б*, дымовые газы, выйдя из жаровых труб, проходят обратно к фронту, а затем поворачивают к борову, расположенному под полом котельной.

Котел опирается на чугунные или сварные стулья (см. рис. 5-63). Каркас необходим только для обвязки кладки, лежащей на фундаменте. Размеры этих котлов при небольшой, около 0,55 кг/с (2 т/ч) производительности и давлении 0,9 МПа (9 кгс/см²) весьма значительны — диаметр корпуса более 2 м, а длина 10 м.

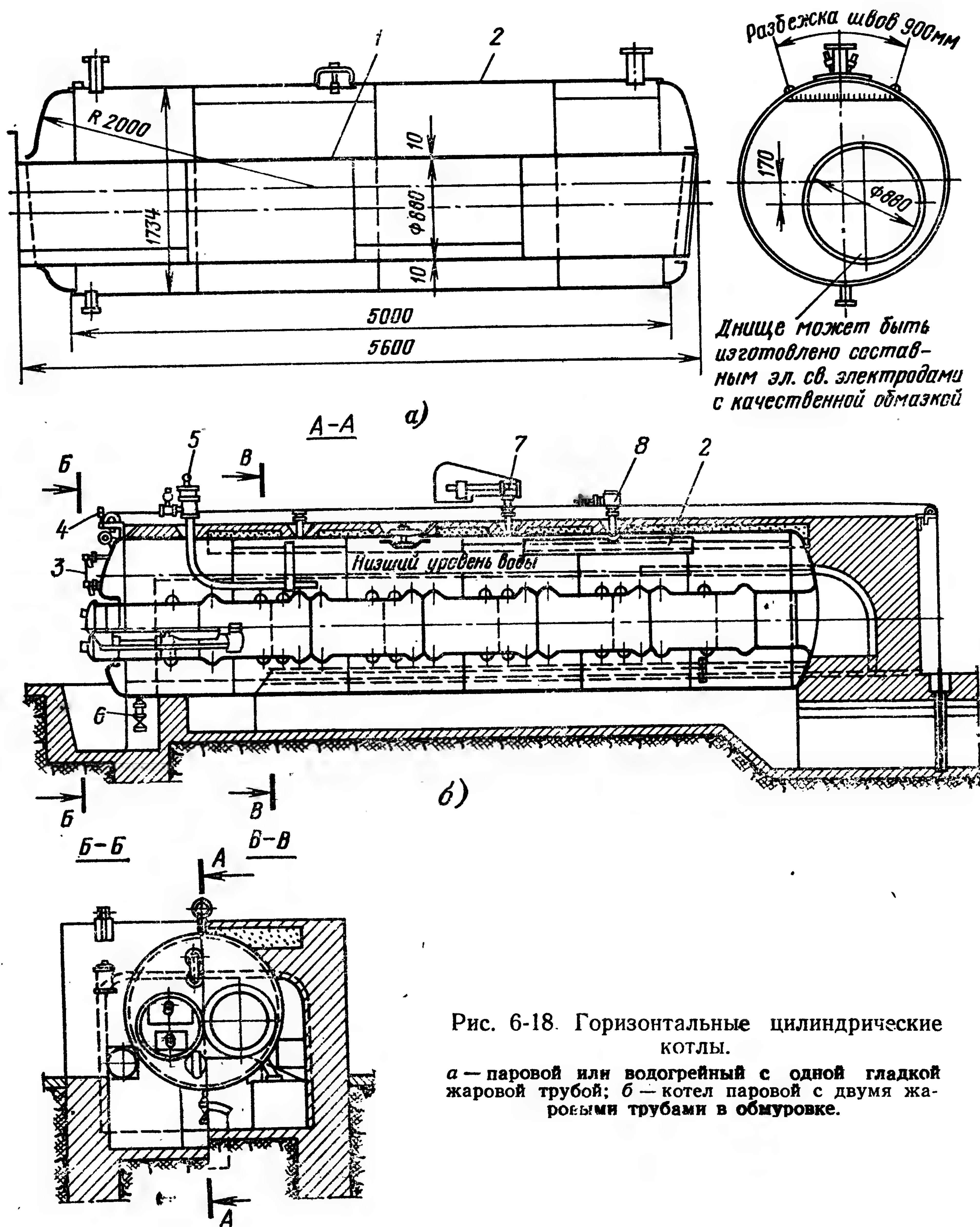


Рис. 6-18. Горизонтальные цилиндрические котлы.

а — паровой или водогрейный с одной гладкой жаровой трубой; *б* — котел паровой с двумя жаровыми трубами в обмуровке.

Значительный объем воды на каждый 1 м² поверхности нагрева, примерно 200 л, делает такие котлы инерционными, т. е. обладающими высокой аккумулирующей способностью. Котлы могут работать на воде

низкого качества. Расход металла на каждый 1 м² поверхности нагрева доходит до 200 кг.

К группе горизонтальных паровых котлов с жаровой трубой, но с дымогарными трубами за ней относится котел типа Д-1500, выпускаемый для передвижных и мелких электростанций или производственных котельных (рис. 6-19). При необходимости из котла можно вынуть в сторону фронта жаровую трубу *1* вместе с пучком дымогарных труб *2*. Топочное устройство выполняют внутренним в частично обмурованной жаровой трубе либо внешним — выложенным из кирпича. При необходимости получения перегретого пара за дымогарными трубами присое-

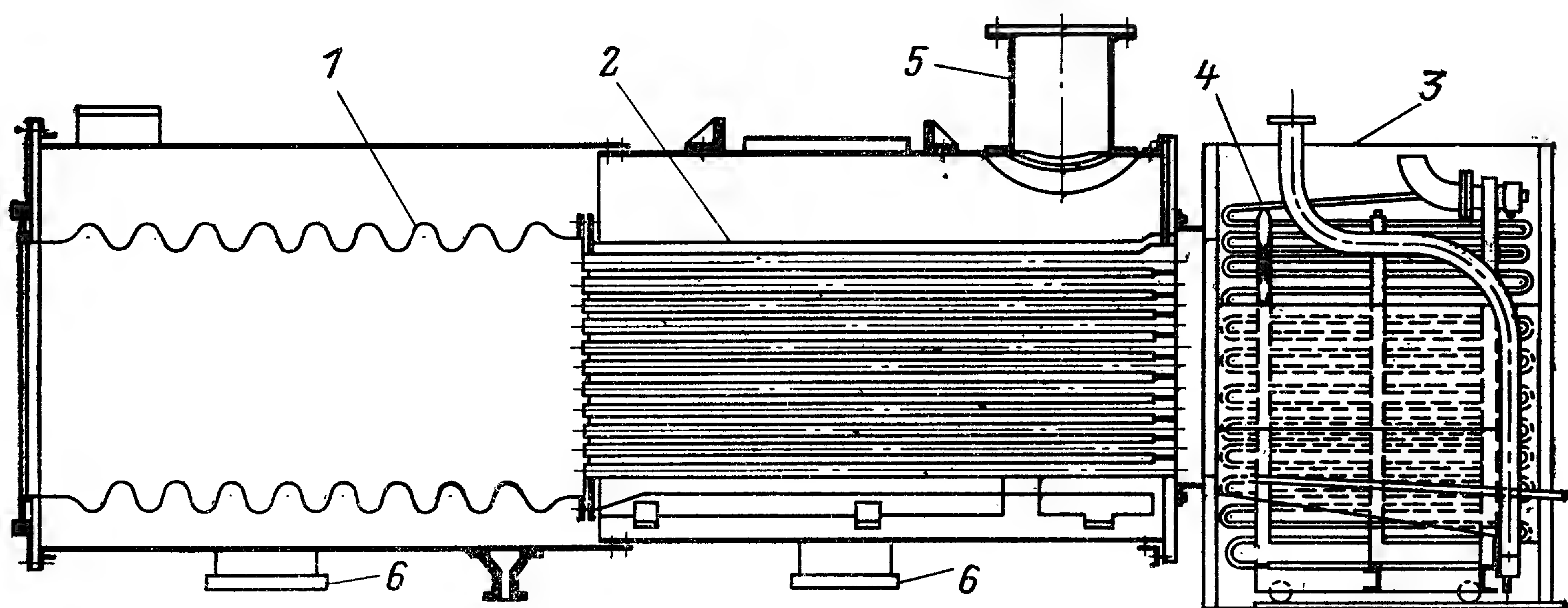


Рис. 6-19. Паровой котел типа Д-1500 (локомобильный) с пароперегревателем на 0,42 кг/с (1,5 т/ч) и давление p до 1,5 МПа (15 кгс/см²).

диняют огневую коробку *3* с размещенным в ней змеевиковым пароперегревателем *4* горизонтального типа для возможности полного удаления воды при останове котла. Отбор пара осуществляется через сухопарник *5*, на входе в который установлены сепарирующие устройства. Кроме штуцера, для отвода пара на сухопарнике устанавливают предохранительные клапаны. В верхней части жаровой трубы над колосниковой решеткой или над объемом топки установлена легкоплавкая пробка. При снижении уровня воды ниже допустимого положения пробка расплавляется и очаг горения в топке гасится пароводяной смесью.

Арматура подобных котлов устанавливается на фронтовой части для возможности постоянного контроля. В огневой коробке, которую называют дымовой камерой, имеются отверстия для обдувки перегревателя паром, для коллекторов и трубопроводов насыщенного и перегретого пара, для выхода дымовых газов через регулирующую тягу заслонку в дымовую трубу. Дымовая труба опирается на эту же коробку. Дымовая камера выполняется стальной с двойными стенками, пространство между которыми заполнено тепловой изоляцией.

Котел с дымовой камерой опирается на специальные лапы *6*, приваренные к наружному корпусу. Корпус покрывается слоем тепловой изоляции и листовой сталью.

Все котлы с жаровыми и дымогарными трубами, вертикальные и горизонтальные, полностью изготовляются и испытываются на заводе-изготовителе и в собранном виде доставляются к месту установки.

Водотрубные котлы выпускаются с различным расположением труб, с естественной и принудительной циркуляцией.

Котлы с естественной циркуляцией получили наибольшее распространение. Примерами такой конструкции являются двухбарабанный котел с топкой для мазута типа ПКН-2 (рис. 6-20,*а*) и котел (рис. 6-20,*б*) с топкой для сжигания твердого топлива на ручной колосниковой решетке. Оба котла типа Е-1/9 предназначаются для получения насыщенного пара 0,278 кг/с (1 т/ч) при давлении 0,9 МПа (9 кгс/см^2).

Топочная камера этих котлов полностью экранирована; поверхность нагрева экранов и труб, освещаемых из топки, составляет около 5 м^2, или 20% от суммарной поверхности. Продукты сгорания из топочной камеры проходят конвективный коридорный пучок кипятильных труб, омываемых поперечно, и выходят из него в газоход к дымовой трубе.

Тепловое напряжение объема топки при сжигании мазута, распыливаемого паровой или ротационной форсункой завода «Ильмарине», составляет при номинальной нагрузке 0,6 МВт/м^3 или $500 \cdot 10^3$ ккал/(м$^3 \cdot$ч); температура уходящих газов 300—350°С и к. п. д. котла 76,5—70%.

Котлы выполнены сварными, экраны не имеют водоподводящих и отводящих труб, так как их коллекторы и трубы присоединены непосредственно к барабанам.

Обмуровка котла облегченная щитовая, только под и часть стен камерной топки выполнены из шамотного кирпича и огнеупорного бетона.

Положительной особенностью этих котлов является его поставка заводом-изготовителем вместе с оборудованием для водоподготовки и топливоприготовления, а также с дымовой трубой и другими устройствами одним крупным транспортабельным блоком.

Основным типом паровых котлов производительностью от 0,7 до 5,56 кг/с (от 2,5 до 20 т/ч) на давление 1,3 и 2,3 МПа (13 и 23 кгс/см^2) является котел ДКВР, разработанный ЦКТИ совместно с Бийским заводом [Л. 23]. Котел состоит из двух барабанов (верхнего и нижнего), между которыми размещен коридорный пучок вертикальных гнутых труб с диаметром 51×2,5 мм. Трубы завальцованы или заварены в стенки барабанов, толщина которых зависит от внутреннего давления. Барабаны расположены вдоль оси котла, и при $D_к$=0,7; 1,1; 1,9 и 2,78 кг/с (2,5; 4,0; 6,5 и 10,0 т/ч) верхний барабан выполнен длиннее нижнего; в верхний барабан включены верхние концы экранных труб, барабан обогревается излучением из топки.

В котлах производительностью 5,56 кг/с (20 т/ч) и части конструкций производительностью на 2,78 кг/с (10 т/ч) оба барабана имеют почти одинаковую длину; экраны же имеют не только нижние, но и верхние коллекторы. Из топочной камеры продукты сгорания топлива поступают в камеру догорания, входят затем в пучок, разделенный на три газохода, и омывают его трубы поперечным потоком. Деление пучка труб на газоходы осуществлено перегородками, первая из которых выполнена из шамотного кирпича, а вторая — из чугуна.

В котлах $D_к$=2,78 и 5,56 кг/с (10 и 20 т/ч) дымовые газы омывают пучок кипятильных труб в один ход. Для установки пароперегревателя уменьшают число труб в кипятильном пучке (обычно первого газохода). Перегреватель изготовляют из труб диаметром 32×3 мм. Вход пара в перегреватель — прямо из барабана, выход — в коллектор, расположенный над потолочным перекрытием пучка. Оси труб перегревателя расположены почти вертикально.

Котлы поставляются блоками или с полностью собранными поверхностями нагрева (см. рис. 5-68). Собранные котлы с обмуровкой и обшивкой называют транспортабельными.

Температура газов за котлами 0,7—2,78 кг/с (2,5—10 т/ч) в пределах 280—340°С в зависимости от сжигаемого топлива. К котлам запроектированы чугунные водяные экономайзеры ВТИ, греющие питательную воду до 138—165°С и охлаждающие дымовые газы до 150—180°С, что позволяет получить к. п. д. 75—91%.

Котел ДКВР-20 (показанный на рис. 6-21) имеет температуру газов, выходящих из котла, в пределах 370—415°С. За котлом может быть установлен чугунный или стальной водяной экономайзер либо трубчатый стальной воздухоподогреватель. Это позволяет снизить температуру газов до 150—180°С, нагреть воду до 146—174°С или воздух до 170°С и получить к. п. д. 76,5—90,6%.

Общий вид котла ДКВР-20 с решеткой ЧЦР показан на рис. 6-22. Котел выдает перегретый пар, для чего установлен пароперегреватель, размещение которого видно из рис. 6-22,а. Трубы боковых экранов включены в верхние коллекторы, и экранирован потолок топочной камеры. В боковые экраны вода поступает из нижнего барабана, а в фронтовой из верхнего барабана. Котел устанавливается на поста-

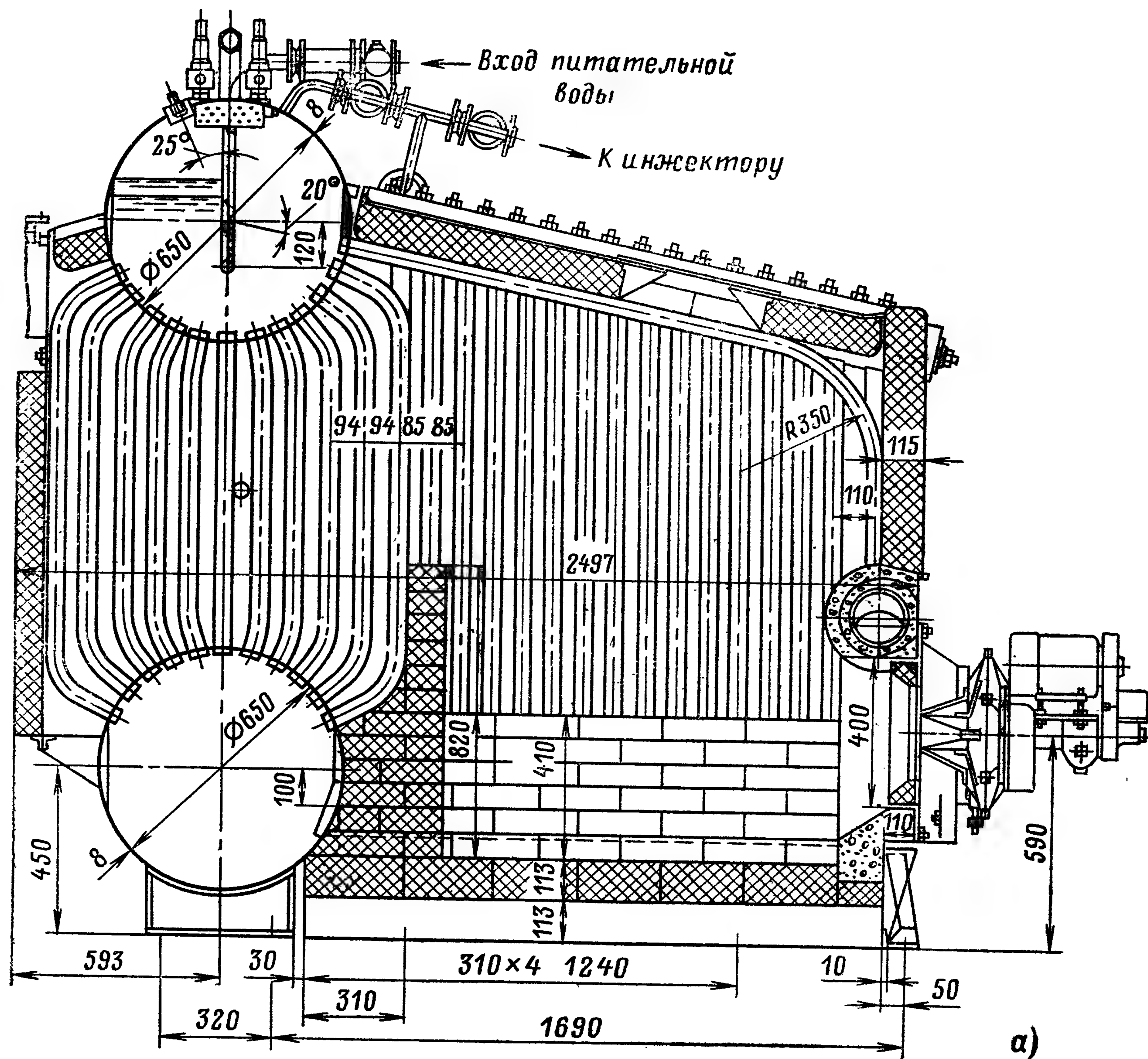
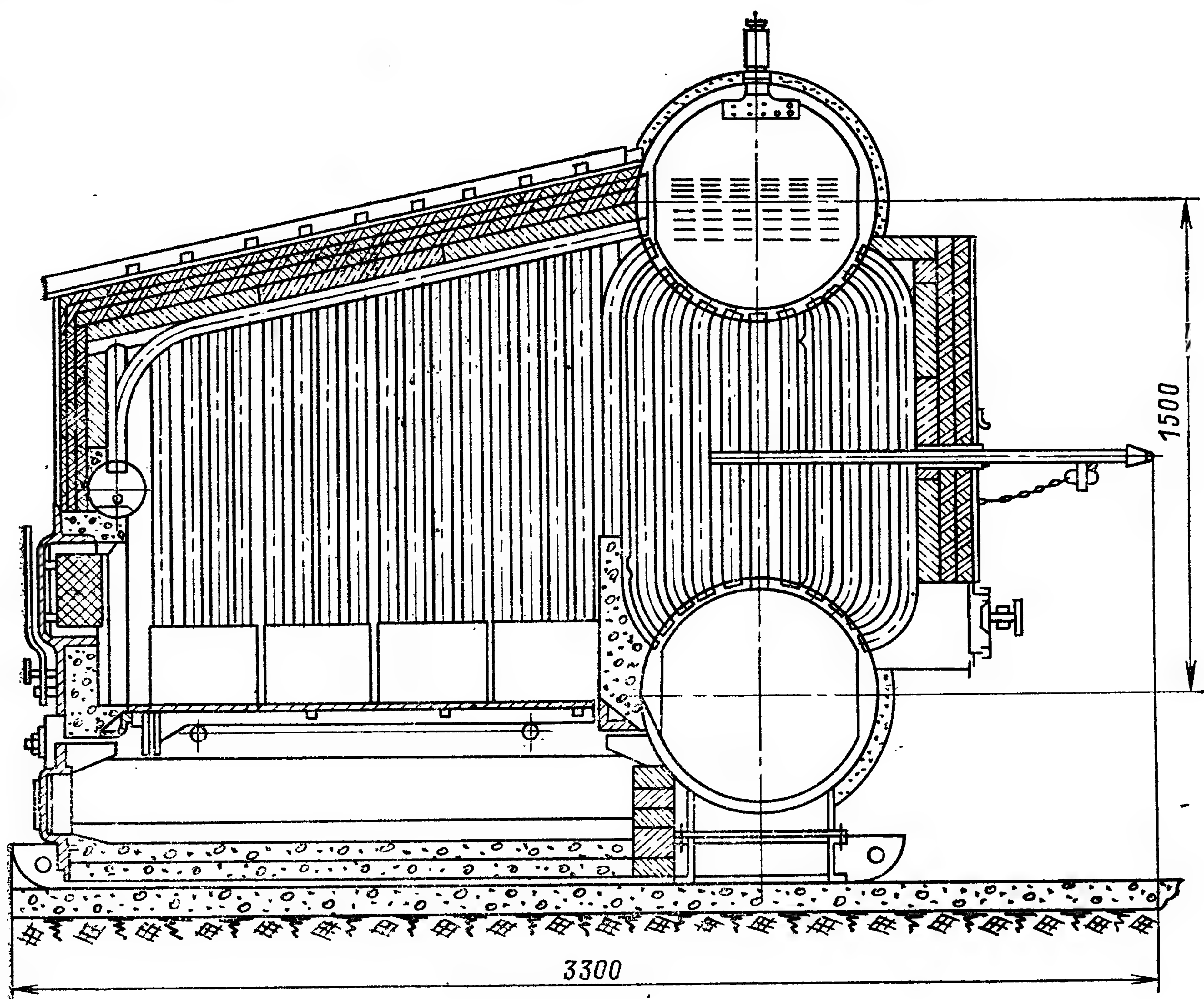
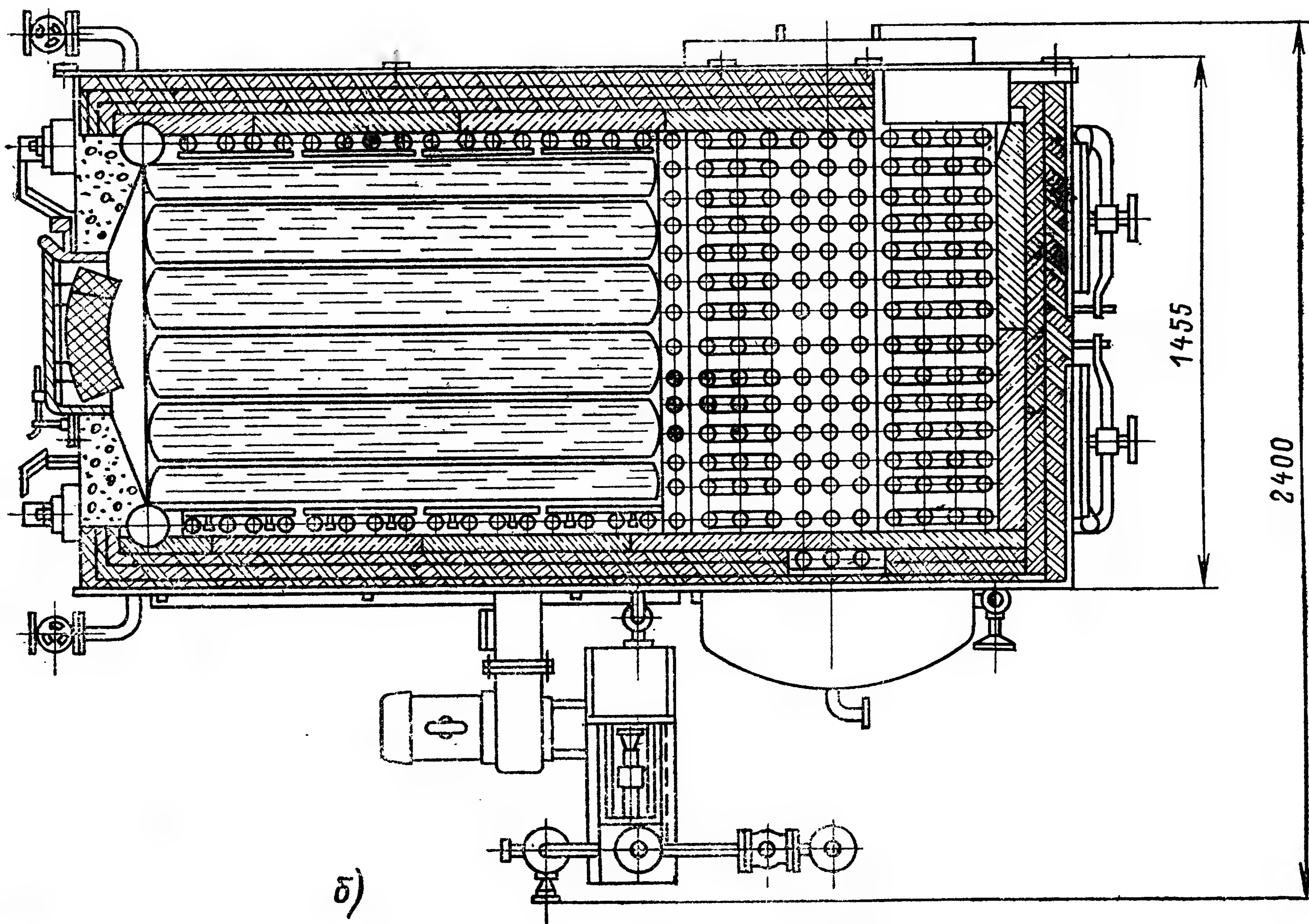


Рис. 6-20. Вертикально-водотрубный котел с D=0,278 кг/с
а — типа ПКН-2 для работы на мазуте; б — типа





(1 т/ч) и p=0,9 МПа (9 кгс/см²).

Е-1/9 для работы на твердом топливе.

менте. Обмуровка котла облегченная с металлической обшивкой и с ограниченным применением шамотного кирпича. Из рис. 6-22 видно размещение устройства для возврата уноса несгоревших частиц твердого топлива из газоходов в топочную камеру.

Таблица 6-1

Габаритные размеры котлов ДКВР с различными топочными устройствами

Размер, м	Топочное устройство					
	ПМЗ-РПК	ЦКТИ—Померанцева	ЦКТИ—Шершнева	Для газа и мазута*	ПМЗ-ЛЦР, ПМЗ-ЧЦР	ЧЦР
	Паропроизводительность D=0,7 кг/с (2,5 т/ч)					
A^1	4,12	4,12	4,12	4,12/3,92	—	—
A	5,81	7,455	6,12	5,913/5,53	—	—
B	4,34	4,34	7,74	4,34/4,345	—	—
C	3,20	3,20	3,20	3,20/2,43	—	—
	Паропроизводительность D=1,1 кг/с (4 т/ч)					
A^1	5,41	5,41	5,41	5,41/5,397	—	—
A	7,04	7,688	7,46	7,203/6,895	—	—
B	4,345	4,345	7,745	4,345	—	—
C	3,20	3,20	3,20	3,20/2,43	—	—
	Паропроизводительность D=1,9 кг/с (6,5 т/ч)					
A^1	6,52	9,07	6,52	6,52/6,427		
A	8,21	9,87	8,67	8,526/8,390		
$Б$	4,345	4,345	8,345	4,345		
C	3,83	3,83	3,83	3,83/3,11		
	Паропроизводительность D=2,78 кг/с (10 т/ч)					
A^1	6,86	6,86	6,86	6,86	6,86	6,86
A	8,45	10,111	10,76	10,56/8,85	8,76	9,20
B	6,315	6,315	9,59	6,315/5,41	6,315	6,315
C	3,83	3,83	3,83	3,83/3,156	3,83	3,83
	Паропроизводительность D=5,56 кг/с (20 т/ч)					
A^1	—	—	—	9,775	9,775	8,95
A	—	—	—	12,0	12,00	12,00
B	—	—	—	7,66	7,66	7,66
C	—	—	—	3,215	3,215	3,215

* В числителе для тяжелой обмуровки; в знаменателе—облегченной.

Котел ДКВР-20 поставляется заводом-изготовителем тремя крупными блоками, из которых два состоят из экранов, а третий — из барабанов и пучка труб.

Схемы компоновок котлов ДКВР с различными топочными устройствами и их габаритные размеры и наличие ступенчатого испарения воды приведены на рис. 6-23 и в табл. 6-1.

К двухбарабанным вертикально-водотрубным котлам относятся агрегаты типов СУ-15-39; СУ-20-39 и ГМ-10-39, выпускавшиеся Белгородским котлостроительным заводом. В обозначении типа этих котлов принято: СУ — слоевой угольный и ГМ — газомазутный, далее паропроизводительность (т/ч) и давление пара на выходе из котла (кГс/см²). Перечисленные котлоагрегаты имеют барабаны, расположенные вдоль или поперек оси котла; развитый пучок кипятильных труб, включенных в барабаны; топочную камеру со сплошным экранированием стен; расположенный за фестоном пароперегреватель и хвостовые поверхности нагрева — стальной водяной экономайзер и трубчатый воздухоподогреватель. Однако эти котлы сняты с производства и заменены более совершенными.

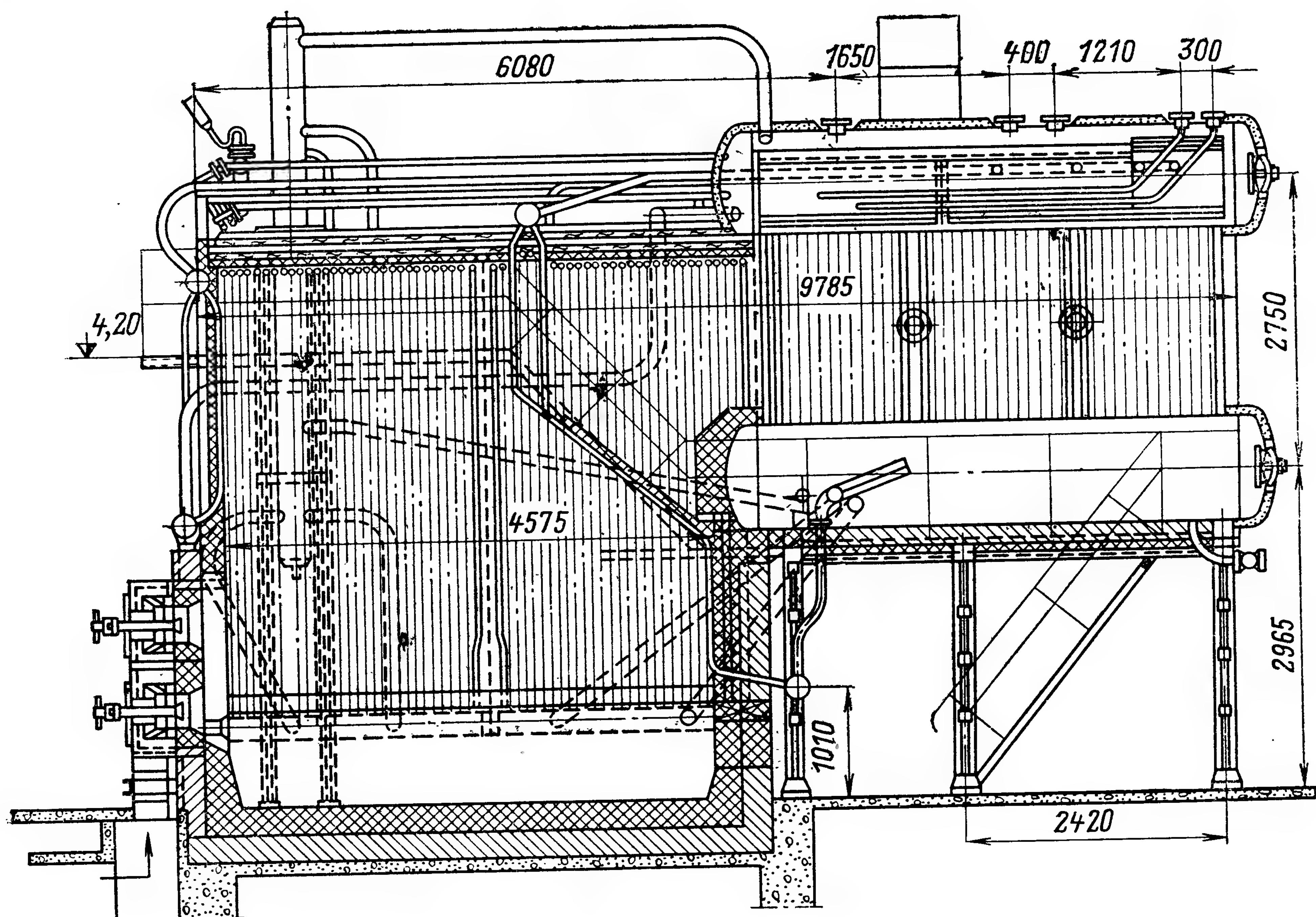


Рис. 6-21. Котел ДКВР-20-13 с топкой для сжигания газа и мазута в облегченной обмуровке.

Наибольшее распространение получили котельные агрегаты с компоновкой поверхностей нагрева по П-образной схеме с одним барабаном с р е д н е й м о щ н о с т и, начиная с паропроизводительности 5,6 кг/с (20 т/ч) и выше. К таким агрегатам относятся ТС-20-у; ТП-20-у; Б-25/15ГМ; ТС-35-у; ТП-35-у; БГ и БМ-35; Б-50-40; К-50-14 и другие на давление пара за агрегатом 4,0; 2,4 и 1,4 МПа (40, 25, 14 кгс/см²) и на производительность от 5,6 и до 14 кг/с (от 20 до 50 т/ч).

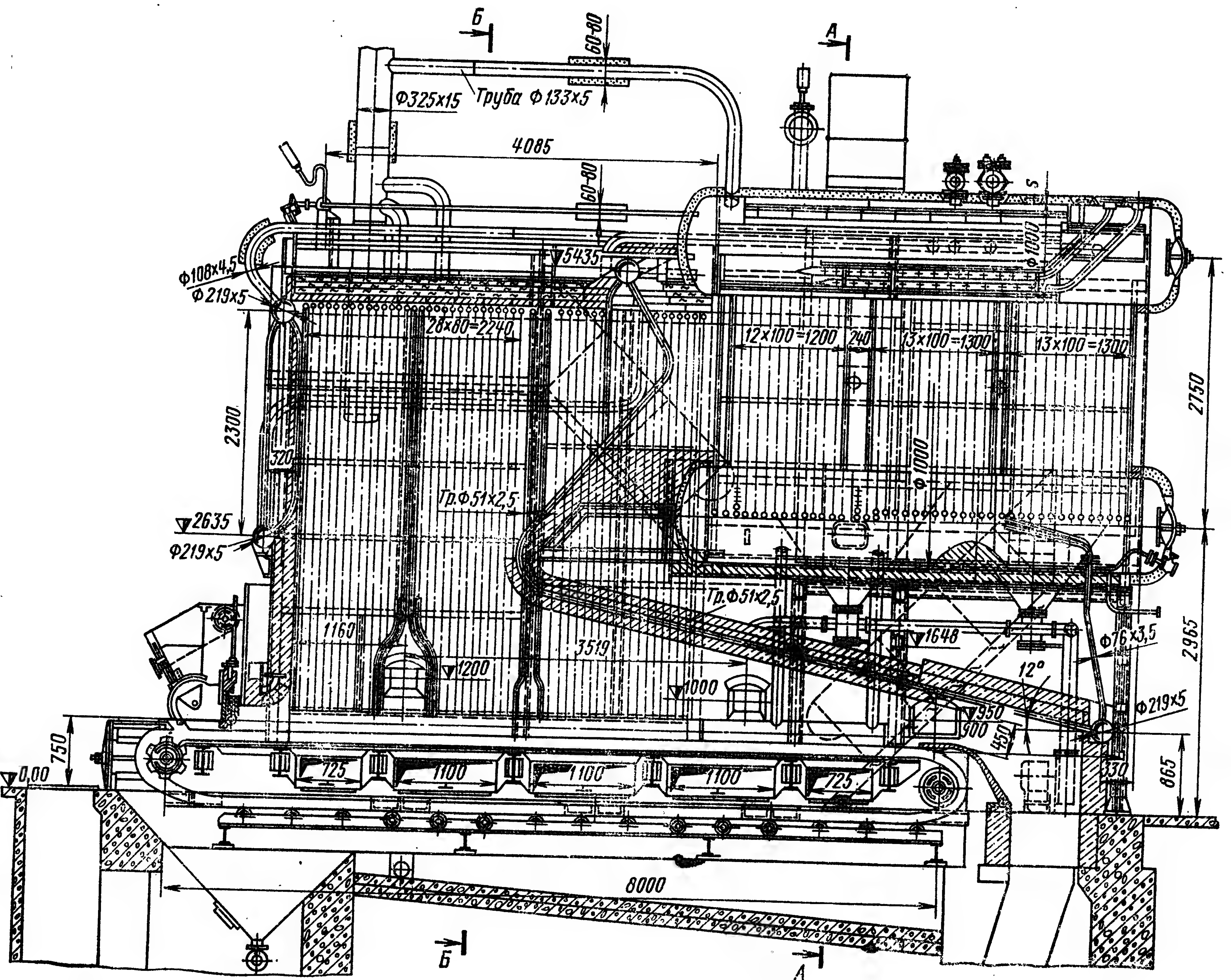


Рис. 6-22. Котел ДКВР-20-13-250 (с чугунной цепной решеткой для слоевого сжигания каменных углей и антрацита). Продольный разрез.

Конструктивными особенностями таких котлоагрегатов являются наличие топочной камеры со сплошным экранированием, отсутствие пучка кипятильных труб с заменой его фестоном из труб заднего экрана, наличие стального водяного экономайзера и воздухоподогревателя.

При такой компоновке поверхностей нагрева котельные агрегаты легче выполнить пригодными для работы на твердых топливах с разной приведенной влажностью и зольностью. Примером П-образной компо-

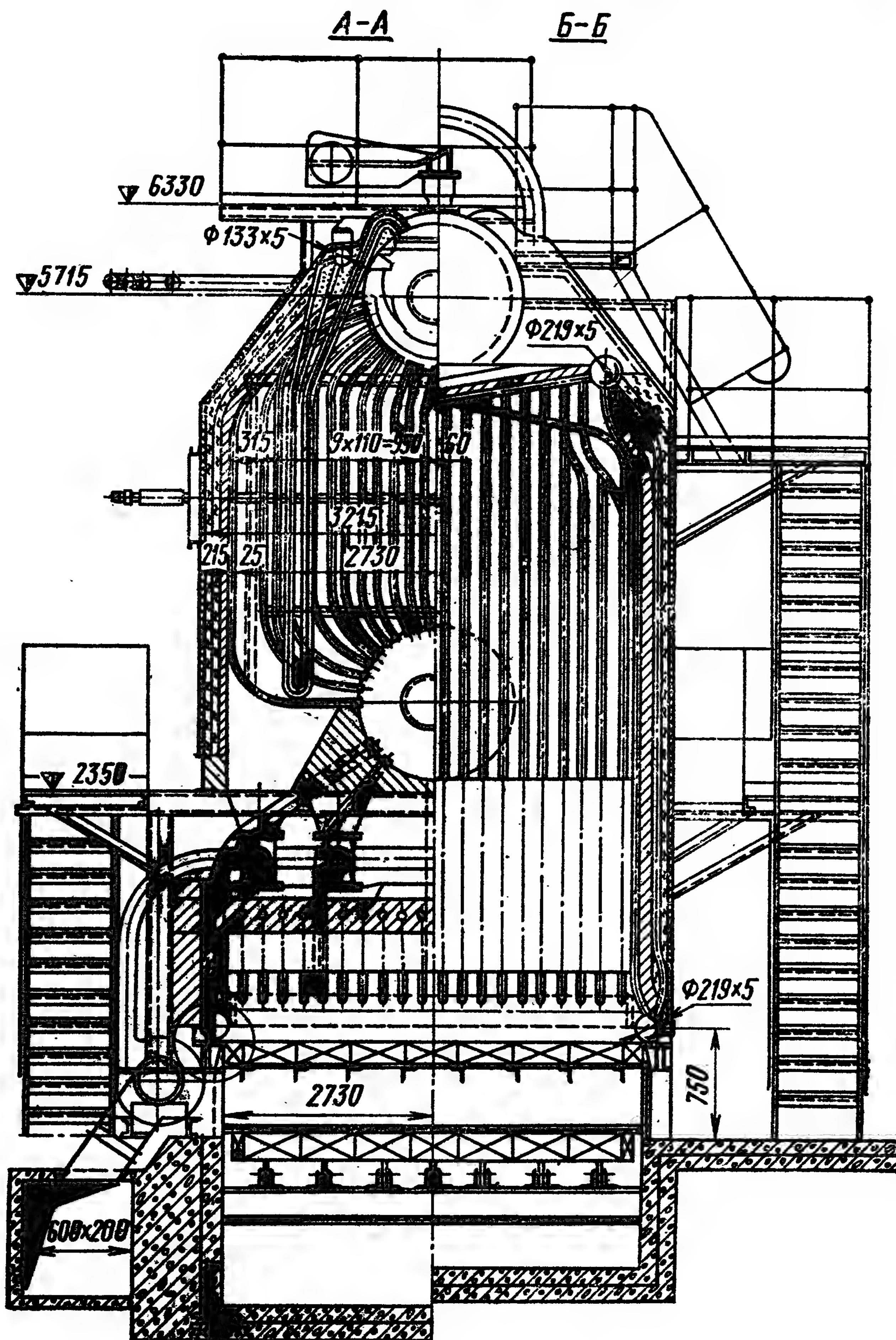


Рис. 6-22а. Котел ДКВР-20-13-250. Поперечный разрез

новки котельного агрегата с топкой для сжигания в слое антрацитов марок АСШ и АРШ являются агрегаты типов ТС-20-у, ТС-35-у, ТП-20 и ТП-35-у Белгородского котельного завода. Продольный разрез котлоагрегата ТС-35-у производительностью 9,8 кг/с (35 т/ч) и на давление 4,0 МПа (40 кгс/см²) и температуру 440°С показан на рис. 6-24.

Котлоагрегат имеет длинный задний свод, низко расположенный над слоем, и короткий высоко поднятый и закрытый огнеупором передний свод для верхнего зажигания топлива. Далее выполнен пережим для перемешивания продуктов сгорания с воздухом и только за этими участками имеется объем со сплошным экранированием стен для

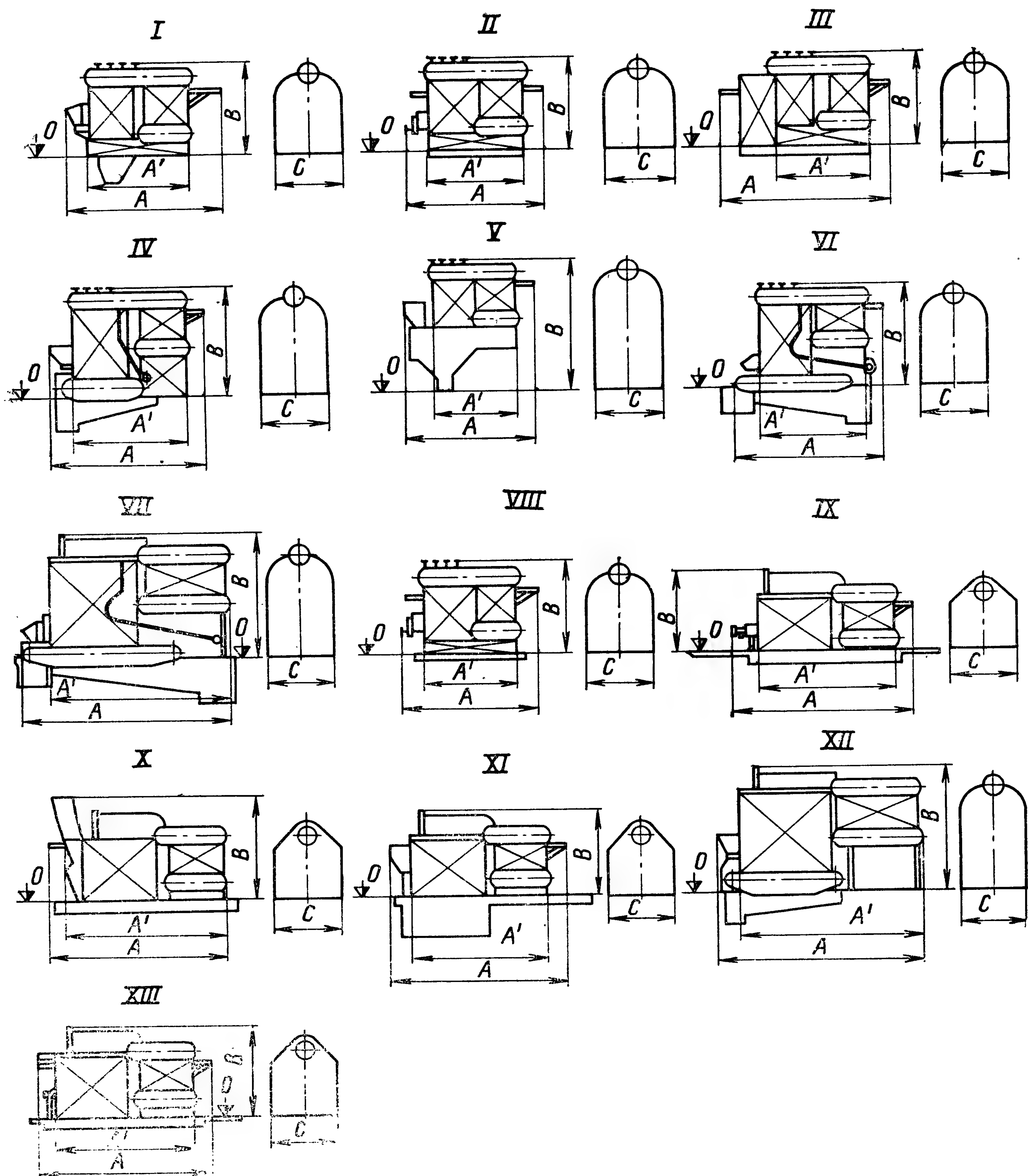


Рис. 6-23. Схемы компоновок котлов типа ДКВР с различными топочными устройствами и габаритные размеры (в объеме заводской поставки).

I — ДКВР-2,5; ДКВР-4 и ДКВР-6,5 с топкой ПМЗ-РПК; *II* — ДКВР-2,5; ДКВР-4; ДКВР-6,5 и ДКВР-10 с топкой для сжигания газа и мазута; *III* — ДКВР-2,5; ДКВР-4; ДКВР-6,5 и ДКВР-10 с топкой Померанцева; *IV* — ДКВР-10 с топкой ПМЗ-ЧЦР, ПМЗ-ЛЦР; *V* — ДКВР-2,5; ДКВР-4; ДКВР-6,5 и ДКВР-10 с топкой Шершнева; *VI* — ДКВР-10 с решеткой ЧЦР; *VII* — ДКВР-20 с решеткой ЧЦР и ступенчатым испарением; *VIII* — ДКВР-2,5; ДКВР-4; ДКВР-6,5 с облегченной обмуровкой и обшивкой с топкой для сжигания газа и мазута; *IX* — ДКВР-10 в облегченной обмуровке с топкой для сжигания газа и мазута с двухступенчатым испарением; *X* — ДКВР-10-39 с топкой Померанцева; *XI* — ДКВР-10-39 с топкой ПМЗ-РПК; *XII* — ДКВР-20 с решеткой ПМЗ-ЧЦР и ПМЗ-ЛЦР; *XIII* — ДКВР-20 и ДКВР-10 с топкой для сжигания газа и мазута; компоновки *X, XI, XII* и *XIII* с двухступенчатым испарением.

охлаждения дымовых газов. Затем по ходу газов расположены фестон, выполненный из труб заднего экрана, и вертикальный пароперегреватель с поверхностным пароохладителем в рассечку. Трубы экранов имеют диаметр 60×3 мм, пароперегревателя — 38×3 мм, стального водяного экономайзера — 32×3 мм, воздухоподогревателя — 40×1,5 мм.

В барабане (диаметр 1500 мм) расположены устройства для сепарации пара, ввода реактивов, непрерывной продувки, распределения питательной воды и ступенчатого испарения котловой воды.

Обмуровка накаркасная тяжелая, каркас несущий.

Изменения в конструкции вертикально-водотрубного котлоагрегата экранного типа с П-образной компоновкой для сжигания природного газа и мазута можно видеть из сопоставления рис. 6-25, на котором изображен котлоагрегат типа Б-25/15ГМ, производительностью 7 кг/с (25 т/ч) на параметры пара 1,5 МПа (15 кгс/см²) и 350°С, и рис. 6-28, на котором изображен котлоагрегат с топкой для твердого топлива.

Холодная воронка заменена подом *1* из огнеупорной кладки, поставлены три горелки *2*, из которых две нижние являются основными,

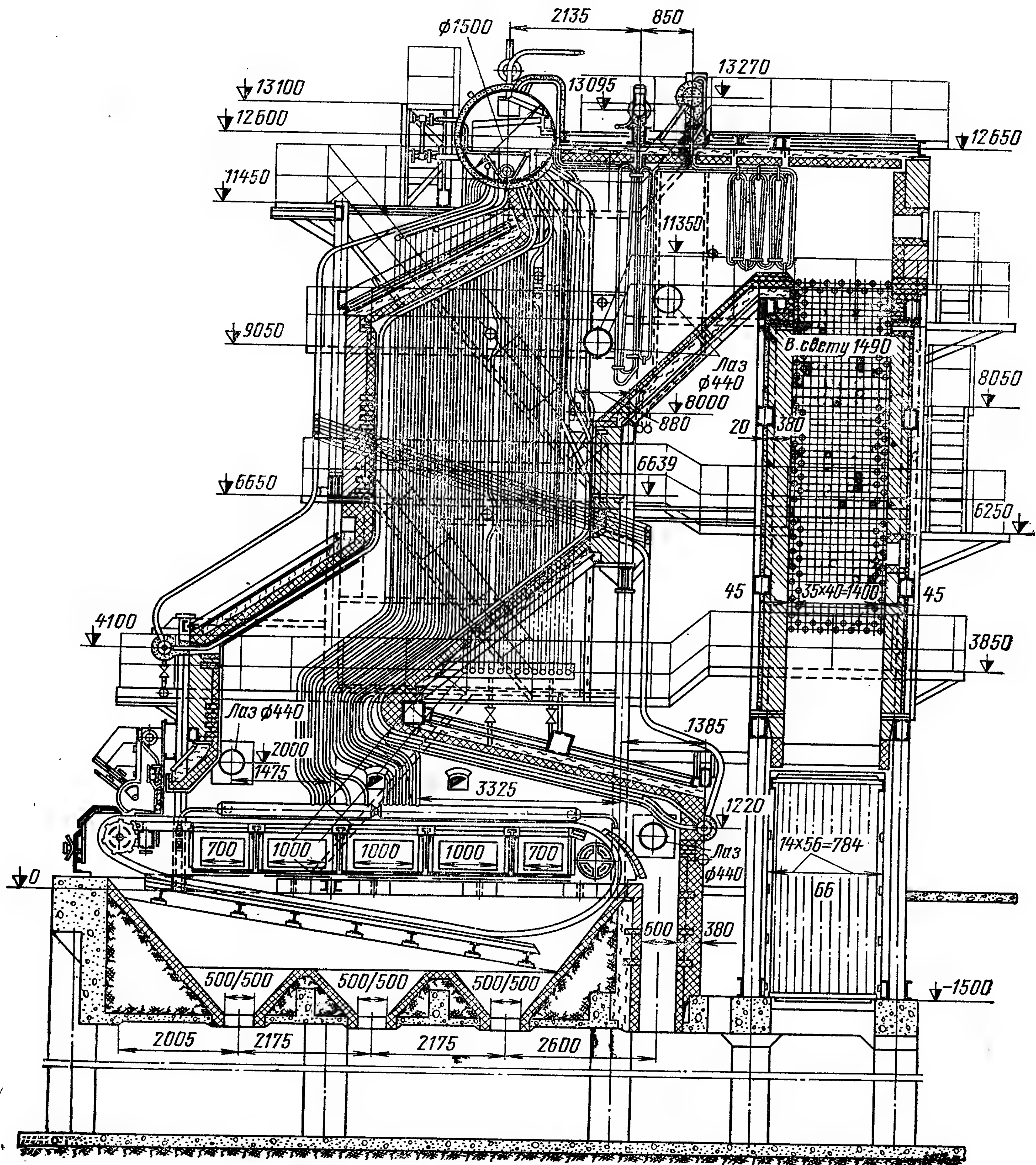


Рис. 6-24. Котлоагрегат ТС-35у с П-образной компоновкой поверхностей нагрева и слоевой топкой ЧЦР для сжигания антрацита.

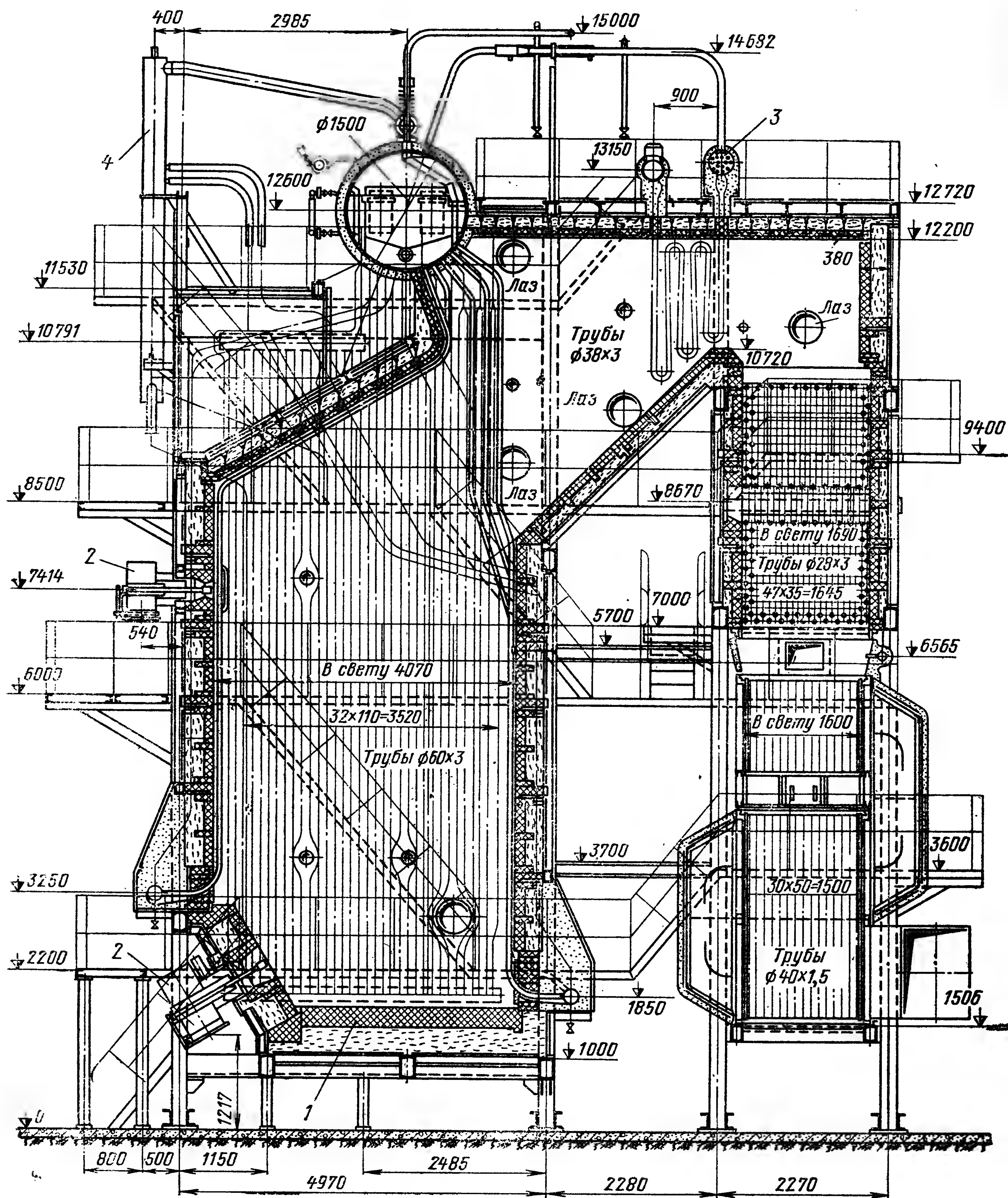


Рис. 6-25. Котлоагрегат БГ-25/15ГМ с топкой для природного газа и мазута.

а верхняя служит для регулирования температуры перегретого пара, хотя на стороне входа пара в перегреватель имеется поверхностный пароохладитель *3*.

Размеры труб экранов перегревателя и воздухоподогревателя оставлены теми же, что и в рассмотренных котлоагрегатах, а водяной экономайзер для большей компактности выполнен из труб 28×3 мм. Для защиты от коррозии при работе на мазуте воздух подогревается паром в калорифере до 55°С. Воздух поступает в верхний куб воздухоподогревателя. В котлоагрегате имеются три последовательно включен-

ные ступени испарения: две в барабане и третья в выносных циклонах 4.

Обмуровка агрегата выполнена облегченного типа накаркасной. Для удаления наружных отложений с конвективных поверхностей нагрева применена система очистки дробью. Котлоагрегат поставляется частично крупными блоками.

Дальнейшая работа завода над конструкцией котлоагрегата для сжигания природного газа и мазута привела к созданию котлоагрегата Е-25-14ГМ (рис. 6-26), рассчитанного на производительность 7 кг/с (25 т/ч) на давление 1,4 МПа (14 кгс/см²) и на перегрев пара до 250°С.

В котлоагрегате два барабана с опускными обогреваемыми трубами и развитый чугунный водяной экономайзер 7.

По такому же типу запроектирован и котлоагрегат ГМ-50-14/250 производительностью 14 кг/с (50 т/ч). Котел имеет два барабана, соединенных пучком вертикальных кипятильных труб, топочную камеру,

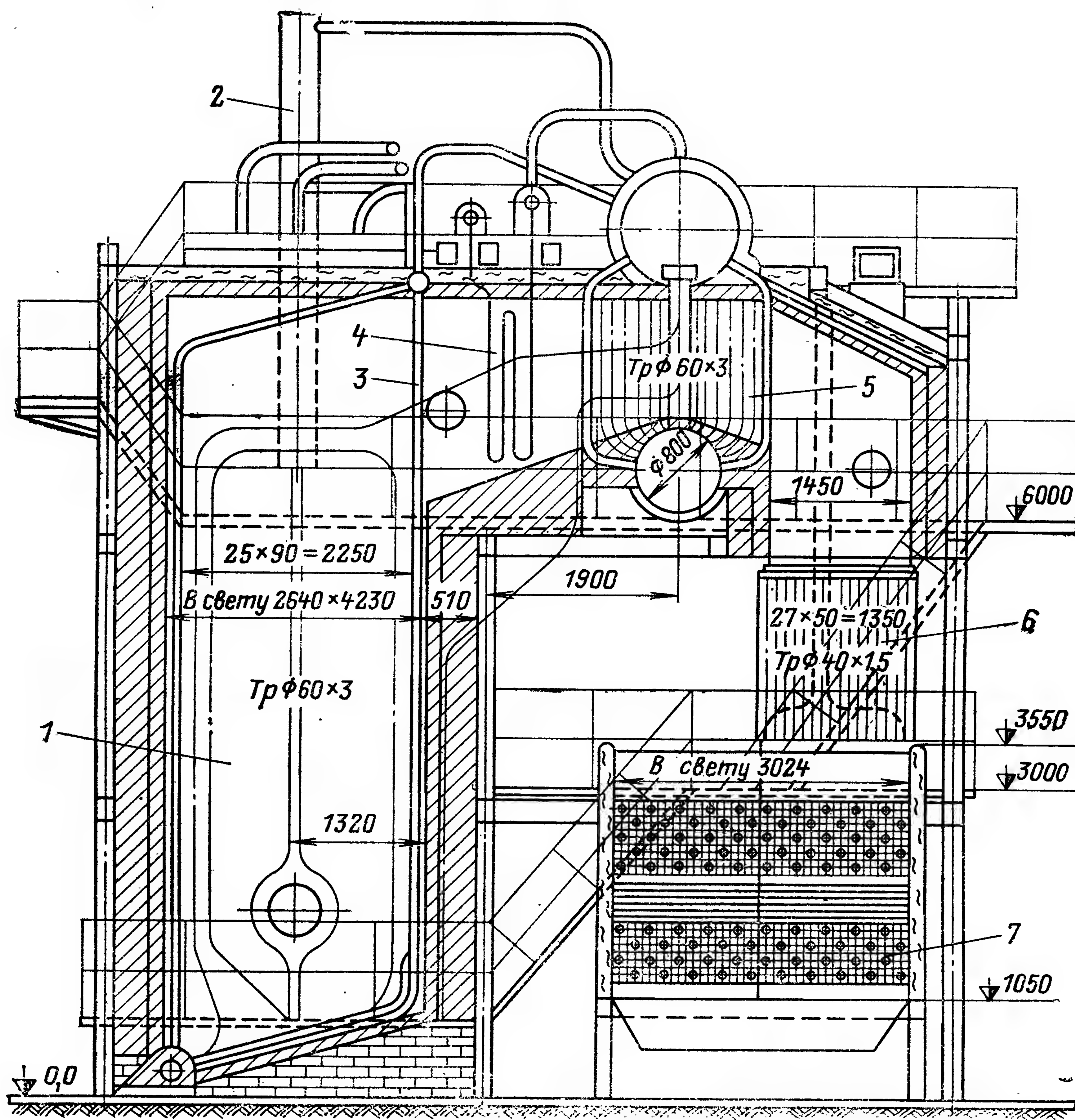


Рис. 6-26. Котлоагрегат Е-25-14 с камерной топкой для сжигания газа и мазута.

1 — топка; 2 — выносной циклон; 3 — задний экран; 4 — пароперегреватель; 5 — кипятильные трубы; 6 — воздухоподогреватель; 7 — чугунный водяной экономайзер.

стены, под и потолок, которые полностью закрыты экранами из труб 60×3 мм; горизонтальный конвективный перегреватель, за которым находится стальной трубчатый воздухоподогреватель и вынесенный в отдельный газоход чугунный ребристый водяной экономайзер системы ВТИ.

Продольный разрез котлоагрегата показан на рис. 6-27. На боковых стенах топочной камеры установлены четыре газомазутные горелки. Продукты сгорания топлива перед входом в пучок шахматно расположенных труб проходят фестон. Пучок кипятильных труб с тем же, что у экранов, диаметром 60×3 мм имеет 16 обогреваемых опускных труб диаметром 219×6 мм и 14 необогреваемых опускных труб 133×4 мм.

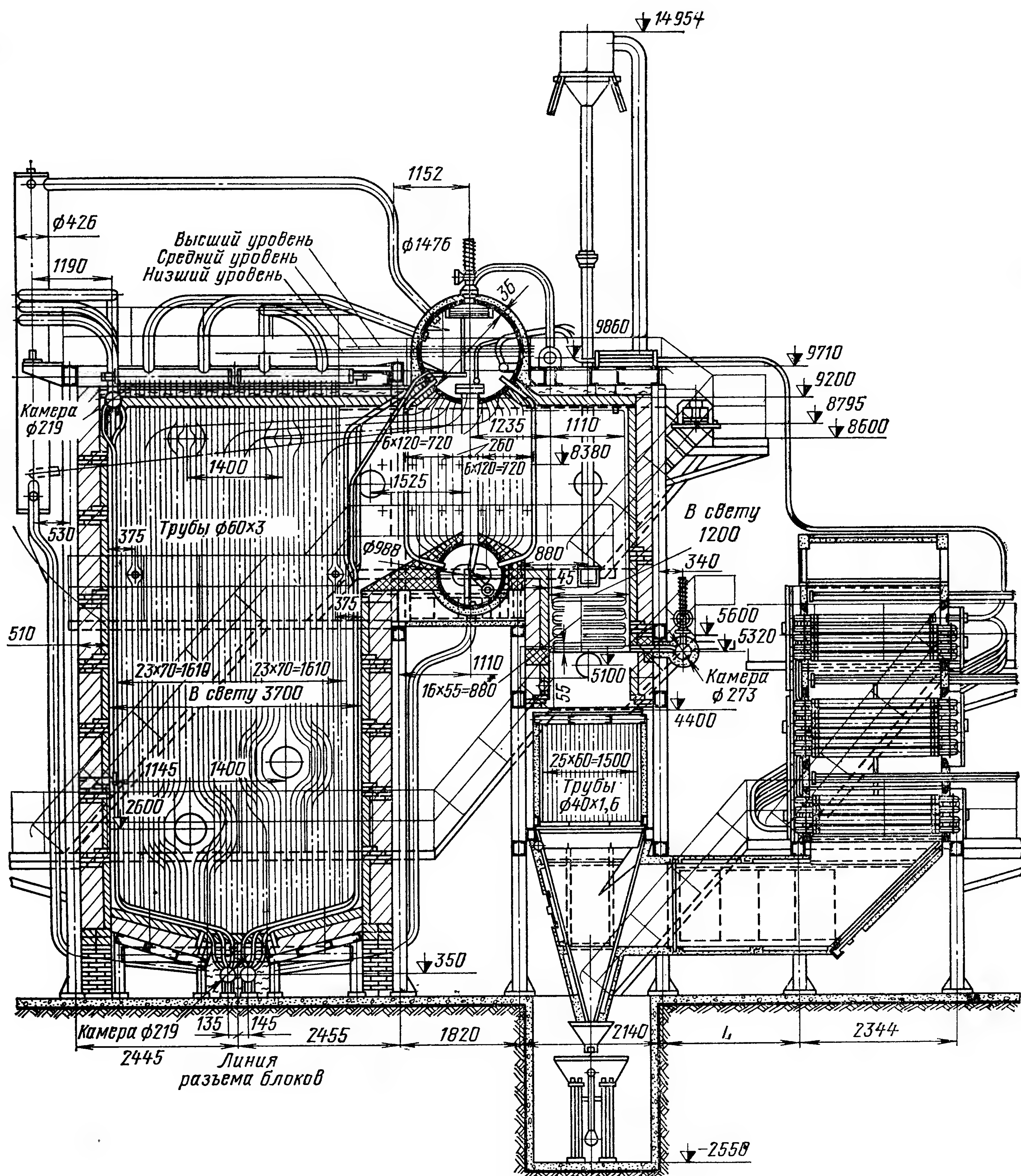


Рис. 6-27. Котельный агрегат типа ГМ-50-14/250 с топкой для газа и мазута.

Обогреваемые опускные трубы размещены по нижней образующей верхнего барабана, необогреваемые — на его концах. Все экраны, кроме фронтового, выделенного во вторую ступень испарения, питаются водой из нижнего барабана; фронтовой экран — из выносных циклонов. Пароперегреватель выполнен из труб диаметром 32×3 мм, включенных во входную и выходную камеры; трубы расположены горизонтально в шахматном порядке; регулятор температуры перегрева пара отсутствует. За перегревателем установлен стальной одноходовой воздухоподогреватель из труб 40×1,5 мм. Далее продукты сгорания выходят в вынесенный подъемный газоход и чугунный водяной экономайзер, который очищать дробью нельзя.

Обмуровка топочной камеры — кирпичная с обвязочным каркасом, поворотного и опускного газоходов, выполнена из огнеупорного бетона (накаркасная), а газоход водяного экономайзера имеет металлические стенки и тепловую изоляцию. Для очистки поверхностей нагрева экранов, пучка кипятильных труб и чугунного водяного экономайзера применяется обдувка паром.

Котельный агрегат поставляется заводом-изготовителем блоками и узлами (за исключением обмуровки и обвязочного каркаса топочной камеры). Наличие ступенчатого испарения позволяет подавать в котлоагрегат воду с достаточно высоким солесодержанием 250 мг/кг.

Для крупных котельных, снабжающих потребителя насыщенным или слабоперегретым паром, изготовляются серии котлоагрегатов производительностью 14 кг/с (50 т/ч) на параметры 1,4 МПа (14 кгс/см²) и 250°С, рассчитанных на сжигание в камерных топках каменных углей (типа К-50-14), бурых углей (типа Б-50-14/250) и фрезерного торфа (типа Т-50-14/250). Котлоагрегаты запроектированы с П-образной компоновкой поверхностей нагрева и сплошным экранированием топок. На месте большого конвективного пароперегревателя в агрегатах с топкой для сжигания твердого топлива установлена поверхность нагрева из кипятильных труб, имеющая свой барабан и систему водоподводящих и отводящих труб, т. е. отделенный от экранов контур циркуляции.

Котельный агрегат типа Б-50-14/250 с топкой для сжигания бурых углей см. на рис. 6-28. Для сжигания каменных углей (К) и фрезерного торфа (Т) агрегаты имеют тот же профиль и размеры; изменены лишь горелки, их расположение и поверхности нагрева водяного экономайзера. Топочная камера объемом 207 м³ экранирована трубами диаметром 60×3 мм, включенными в верхние и нижние коллекторы и образующими десять отдельных контуров циркуляции. Верхние камеры соединены отводящими трубами с основным барабаном агрегата (диаметром 1500 мм). К нижним камерам от барабана подсоединены водоподводящие трубы. Дымовые газы, пройдя фестон *1*, образованный из труб заднего экрана, омывают трубы перегревателя *2* (диаметром 32×3 мм) и входят в пучок кипятильных труб *3* (диаметром 60×3 мм), образующих секции, включенные в дополнительный барабан (диаметром 800 мм.)

К наклонным кипятильным трубам вода из этого барабана *4* поступает по трубам через специальные вставки. Образовавшийся пар в малом барабане отделяется от воды, промывается и отводится в паровое пространство основного барабана. Продукты сгорания проходят затем стальной водяной экономайзер *5*, трубчатый воздухоподогреватель *6*, чугунный водяной экономайзер ВТИ *7* и снова стальной труб-

чатый воздухоподогреватель *6*. Последний куб воздухоподогревателя, куда входит холодный воздух, выполнен невысоким для возможности его замены.

Конвективные поверхности нагрева перегревателя, дополнительного пучка кипятильных труб постоянны и составляют 50 и 182 м², но для

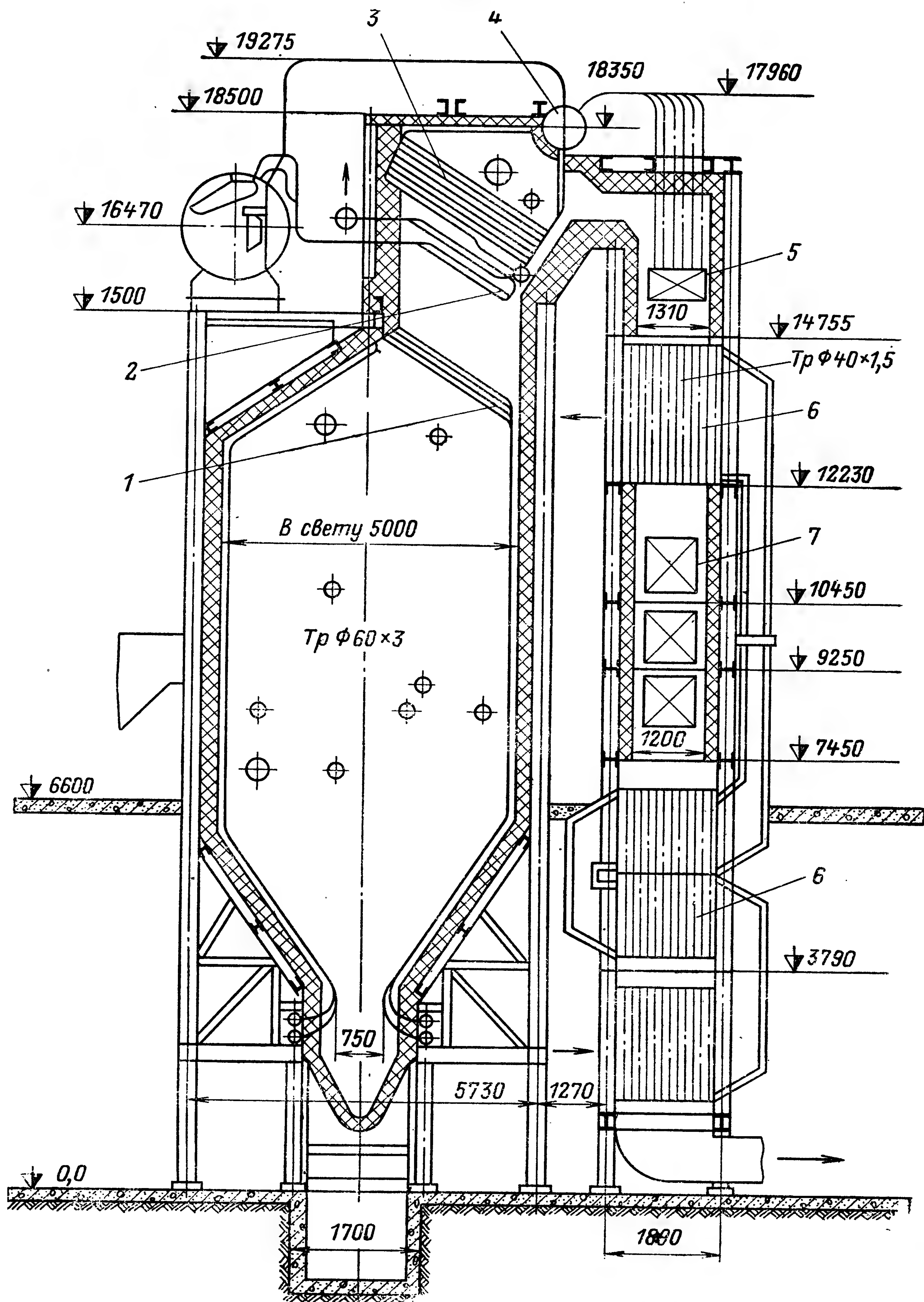


Рис. 6-28. Котельный агрегат типа 50-14/250 с камерной топкой для сжигания каменного, бурого угля и торфа.

водяного экономайзера для различных топлив изменяются от 602 до 678 м², воздухоподогревателя от 2473 до 2582 м², что позволяет сохранить размеры конвективных газоходов шахты и топочной камеры постоянными. Основные элементы котлоагрегата поставляются заводом-изготовителем крупными блоками.

При работе котлоагрегата на каменном угле четыре горелки устанавливают на боковых стенах топки; при работе на бурых углях и фрезерном торфе две амбразуры или горелки ставятся на фронтовой стене; для розжига предусмотрены мазутные форсунки.

Обмуровка агрегата облегченного типа, накаркасная толщиной от 215 до 315 мм.

При производстве насыщенного пара на всех рассмотренных котлоагрегатах с D=14 кг/с (50 т/ч) и давлением 1,4 МПа (14 кгс/см²) пароперегреватель не устанавливается, а монтируется несколько змеевиков, в которых пар лишь подсушивается и выходит с температурой 197—200°С. Кроме котельных агрегатов производительностью 14 кг/с (50 т/ч), для промышленных котельных установок иногда используются агрегаты производительностью 21 и 27,8 кг/с (75 и 100 т/ч) на параметры 4,0 МПа (40 кгс/см²) и 440°С. По компоновке поверхностей нагрева они схожи с агрегатами, показанными на рис. 6-24 и 6-28. Их описание и характеристики можно найти в [Л. 13, 22 и 24]. Место применения — небольшие ТЭЦ.

Выше отмечалось, что ликвидация присосов холодного воздуха в котельный агрегат (газоплотный котлоагрегат) позволяет уменьшить потери теплоты с уходящими газами [см. ф-лу (2-85)]. Испытания одного и того же агрегата, проведенные ЦКТИ, под разрежением и с наддувом показали, что за счет ликвидации присосов можно повысить к. п. д. брутто на 0,5—1,5%. Замена дымососа и вентилятора одним агрегатом — вентилятором упрощает котельную установку. Однако применение наддува связано с усложнением конструкции агрегата. Кроме того, усложняется эксплуатация из-за невозможности осмотра топки и поверхностей нагрева и замены первичных приборов во время работы, а также из-за повышения загазованности помещения при нарушениях плотности ограждений топки, газоходов и золоулавливающих устройств. По этим причинам часто на котлоагрегатах для сжигания твердого топлива применяются только газоплотные ограждения котлоагрегата без создания в нем наддува — избыточного против атмосферного давления.

Газовая плотность (герметичность) достигается за счет применения труб с плавниками или проставками (см. рис. 3-26,*б* и рис. 6-15,*б*). Из таких труб выполняются экраны топочной камеры, стены газоходов и перегородки. В топочной камере котлоагрегатов, работающих с наддувом, создается давление порядка 3—4 кПа (300—400 кгс/м²) и за счет этого напора преодолевается сопротивление конвективных поверхностей нагрева, золоулавливающих устройств, соединяющих газоходов, т. е. всего тракта, включая дымовую трубу.

В первую очередь наддув применяют для котлоагрегатов, предназначенных для сжигания газа и мазута. Такие агрегаты с топками для жидкого и газообразного топлива производительностью от 1,1 до 7 кг/с (от 4 до 25 т/ч) на параметры 1,4; 2,4 и 4,0 МПа (14, 24 и 40 кгс/см²) для получения насыщенного или перегретого пара созданы Бийским котельным заводом совместно с ЦКТИ.

Более крупные котлоагрегаты, рассчитанные на эти же топлива и параметры пара с производительностью 12,5; 14 и 21 кг/с (35, 50 и

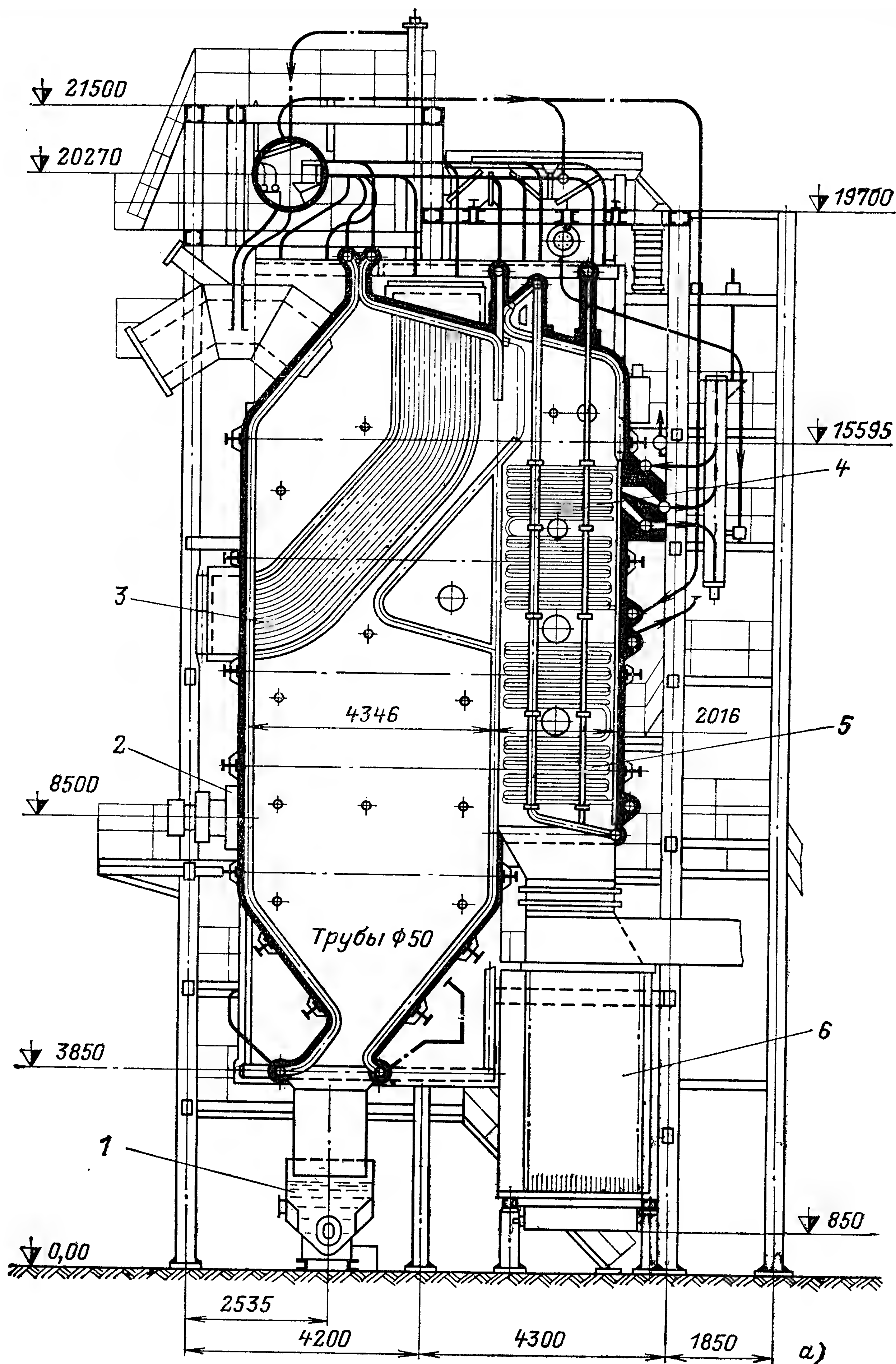
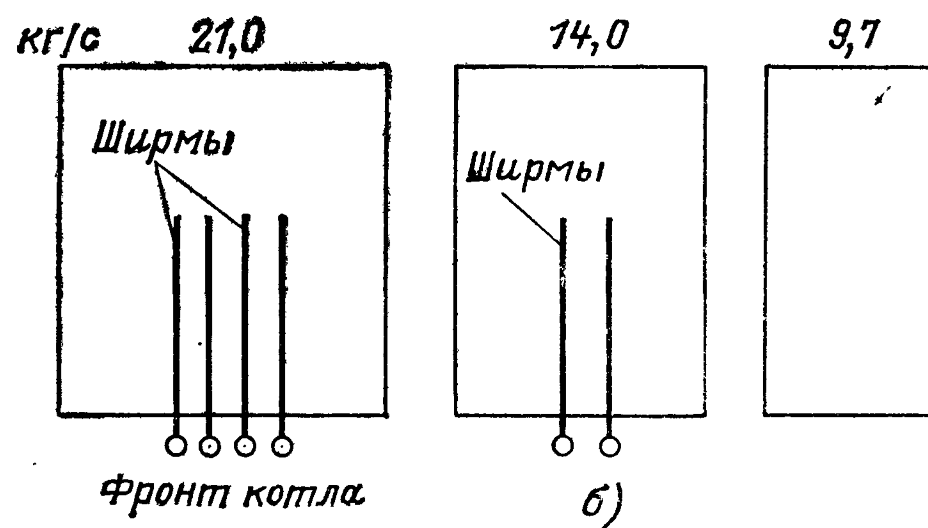


Рис. 6-29. Продольный разрез котлоагрегата типа Е-50-40Н для сжигания пыли твердого топлива в топочной камере с наддувом.

а — разрез продольный; б — схема разворота в серию, представленная в плане.



75 т/ч) и предназначенные для получения перегретого пара с температурой до 440°С, разработаны Белгородским котельным заводом совместно с ЦКТИ. Белгородский котельный завод и ЦКТИ разработали котлы с наддувом, предназначенные и для работы на каменных и бурых углях производительностью 12,5; 14 и 21 кг/с (35, 50 и 75 т/ч) на давление 4 МПа (40 кгс/см²) и температуру перегретого пара 440°С и питательной воды 145°С.

Продольный и горизонтальный разрезы этого котлоагрегата идентичны для всех производительностей (рис. 6-29). Котлоагрегат имеет сухое удаление шлака *1*, фронтовое расположение горелок *2* и заднюю стену топочной камеры, совмещенную со стеной конвективной шахты, а также отбор газов для сушки топлива. Выше горелок размещены ширмы *3*, охлаждаемые котловой водой. Ширмы позволяют снизить температуру газов в конце топочной камеры. Пароперегреватель *4* и водяной экономайзер *5* из коридорного пучка труб расположены в конвективной шахте и подвешены на трубах, включенных в контур циркуляции заднего экрана. Далее расположен воздухоподогреватель *6* из стальных труб.

Весь котельный агрегат, кроме воздухоподогревателя, подвешен на каркасе и расширяется вниз. Тепловое напряжение объема топки 210 кВт/м³ или 180·10³ ккал/(м³·ч). Температура газов в конце топки ~1000°С, за водяным экономайзером около ~300°С и уходящих газов зависит от влажности сжигаемого топлива, изменяющейся в пределах $W_{пр}$ от 0,24 до 7,5 кг·%/МДж (от 1 до 32 кг·%/ккал). Коэффициент полезного действия брутто котлоагрегатов составляет 89—92% в зависимости от влажности топлива. Габариты котлоагрегата постоянны по высоте и глубине, соответственно 23 и 10,5 м, и переменны по ширине ~7; 8,5 и 11 м. Барабан котла (внутренний диаметр ~1200 мм) оборудован сепарационными устройствами в виде встроенных циклонов. Вторая ступень испарения оборудована выносными циклонами.

Котел допускает солесодержание питательной воды до 350 мг/кг. Экранные трубы выбраны диаметром 50×5 мм, перегревателя — 32×3 мм, водяного экономайзера — 28×3 мм, воздухоподогревателя — 40×1,5 мм и подвесные — 38×5 мм.

Вместо обмуровки применена изоляция из минераловатных плит толщиной около 120 мм, закрепленная на штырях, приваренных к проставкам между экранными трубами. Регулирование температуры перегретого пара выполнено с помощью впрыска собственного конденсата.

6-5. КОТЛЫ-УТИЛИЗАТОРЫ, ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ДРУГИЕ АГРЕГАТЫ

При использовании теплоты газов, покидающих технологические аппараты, котельный агрегат называют **котлом-утилизатором**.

При встраивании в технологическую цепь котел называют **энерготехнологическим агрегатом**, так как в нем иногда осуществляется часть технологического процесса. Типы, производительность и параметры котлов-утилизаторов и энерготехнологических агрегатов, выпускаемых в настоящее время, даны в табл. 6-2 и [Л. 25].

Некоторые агрегаты могут быть использованы для ТЭЦ, оборудованных паровыми турбинами и генераторами электрической энергии, а другие — прямо для покрытия производственных и отопительных нужд.

Таблица 6-2

Основные показатели паровых котлов-утилизаторов и энерготехнологических агрегатов

Тип котлов	Давление пара, МПа/(кгс/см²)	Температура, °С			Паропроизводительность, кг/с (т/ч)								
		пара	питательной воды	греющего газа (расчетная)	1,1/4	1,9/6,5	2,78/10	4,18/15	7/25	9,7/35	13,9/50	20,9/75	27,8/100
					Расход греющего газа (расчетный), м³/с (тыс. м³/ч), приведенный к нормальным условиям								
Газотрубные[1]	1,4/14	250	100	850 1200	2,78/10 —	4,18/15 2,78/10	6,45/25 4,18/15	11,1/40 6,95/25	— 11,1/40	— —	— —	— —	— —
Конвективные с естественной и принудительной циркуляцией[1]	1,8/18 4,5/45	375 440	100 145	1200 850 1200	— 2,78/10 —	2,78/10 4,18/15 2,78/10	4,18/15 6,95/25 4,18/15	6,95/25 11,1/40 6,95/25	11,1/40 27,8/100 11,1/40	19,4/70 27,8/100 19,4/70	27,8/100 41,8/150 27,8/100	41,8/150 55,6/200 41,8/150	55,6/200 83,4/300 55,6/200
Радиационно-конвективные с естественной циркуляцией[1]	1,4/14 4,0/40	250 440	100	1600	—	—	2,78/10 2,78/10	5,56/20 5,56/20	8,34/30 8,34/30	13,9/50 13,9/50	19,4/70 19,4/70	27,8/100 27,8/100	36,1/130 36,1/130
Серные с естественной циркуляцией[2]	4,0/40	440	100	1500			2,78/10	5,56/20	—	11,1/40			
Для сжигания твердых сульфидных материалов в кипящем слое с естественной циркуляцией[2]	4,0/40	440	100	900		2,78/10		6,95/25	11,1/40				

[1] Общего назначения.
[2] Для коррозионно-активных сред.

На рис. 6-30 показан котел-утилизатор с естественной циркуляцией, горизонтальный, с дымогарными трубами (диаметром 60×3 мм), установленными в плоских днищах барабана (диаметром 2534×16 мм, длиной 6500 мм).

Котел имеет производительность от 0,28 до 0,78 кг/с (от 1 до 2,8 т/ч) при давлении 1—1,4 МПа (10—14 кгс/см²) и рассчитан на пропуск 4,45 м³/с (16 000 м³/ч) газа от нагревательных, мартеновских и обжиговых печей с температурой ~600°С.

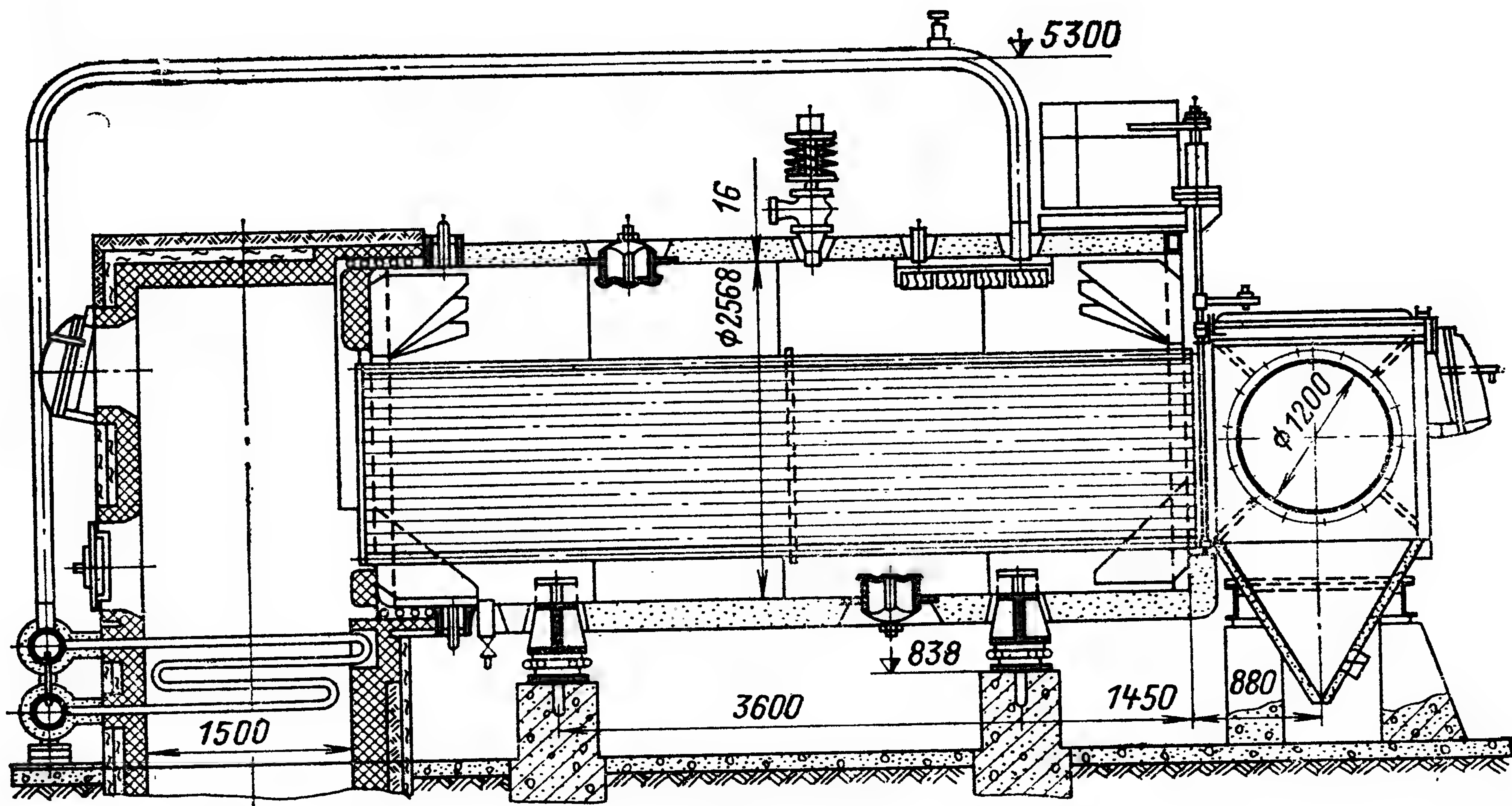


Рис. 6-30. Котел-ультилизатор с естественной циркуляцией типа КУ-16. Продольный разрез.

До котла установлен пароперегреватель для повышения температуры пара до 250°С. Котел имеет расчетный к. п. д. ~52%, температура уходящих газов около 240°С. Масса котла с камерами для входа и выхода охлаждаемых газов, не считая обмуровки и изоляции, равна 22 т.

По такому же типу изготовляются агрегаты на производительность от 0,14 до 1,8 кг/с (от 0,5 до 7,5 т/ч) и давление насыщенного или перегретого пара от 0,5 до 1,4 МПа (от 5 до 14 кгс/см²). Котлы могут работать под разрежением или давлением греющего газа до 0,73 МПа (7,3 кгс/см²).

Котел-утилизатор с принудительным движением теплоносителя в испаряющих поверхностях нагрева выполнен аналогично показанному на рис. 6-31.

Производительность таких агрегатов зависит от количества газов (см. табл. 6-2), теплота которых утилизируется. Котлы выпускаются заводами-изготовителями на производительность от 1,7 до 12 кг/с (от 6 до 43 т/ч) при давлении пара 1,1; 1,8 и 4,5 МПа (11, 18 и 45 кгс/см²) и при различном состоянии пара от насыщенного до перегретого с температурой ~400°С.

Из барабана и вертикального циклона вода поступает в насос *2*, прокачивающий воду и пароводяную смесь через испаряющие поверхности *3* (трубы 32×3 мм), и снова поступает в барабан. Пройдя сепарирующие устройства, пар поступает в перегреватель *4*, из которого выходит к потребителю. Регулирования температуры пара нет.

Питательная вода поступает в водяной экономайзер, выполненный из одного или двух пакетов труб *5*, и противотоком поднимается вверх, а затем попадает в барабан *1*. Поверхности нагрева подвешены или опираются на балки, расположенные в газоходах и связанные с несущим каркасом.

Очистка поверхностей нагрева может быть выполнена дробью, обдувкой или обмывкой. Котлы поставляются крупными блоками и могут быть установлены при полуоткрытой компоновке.

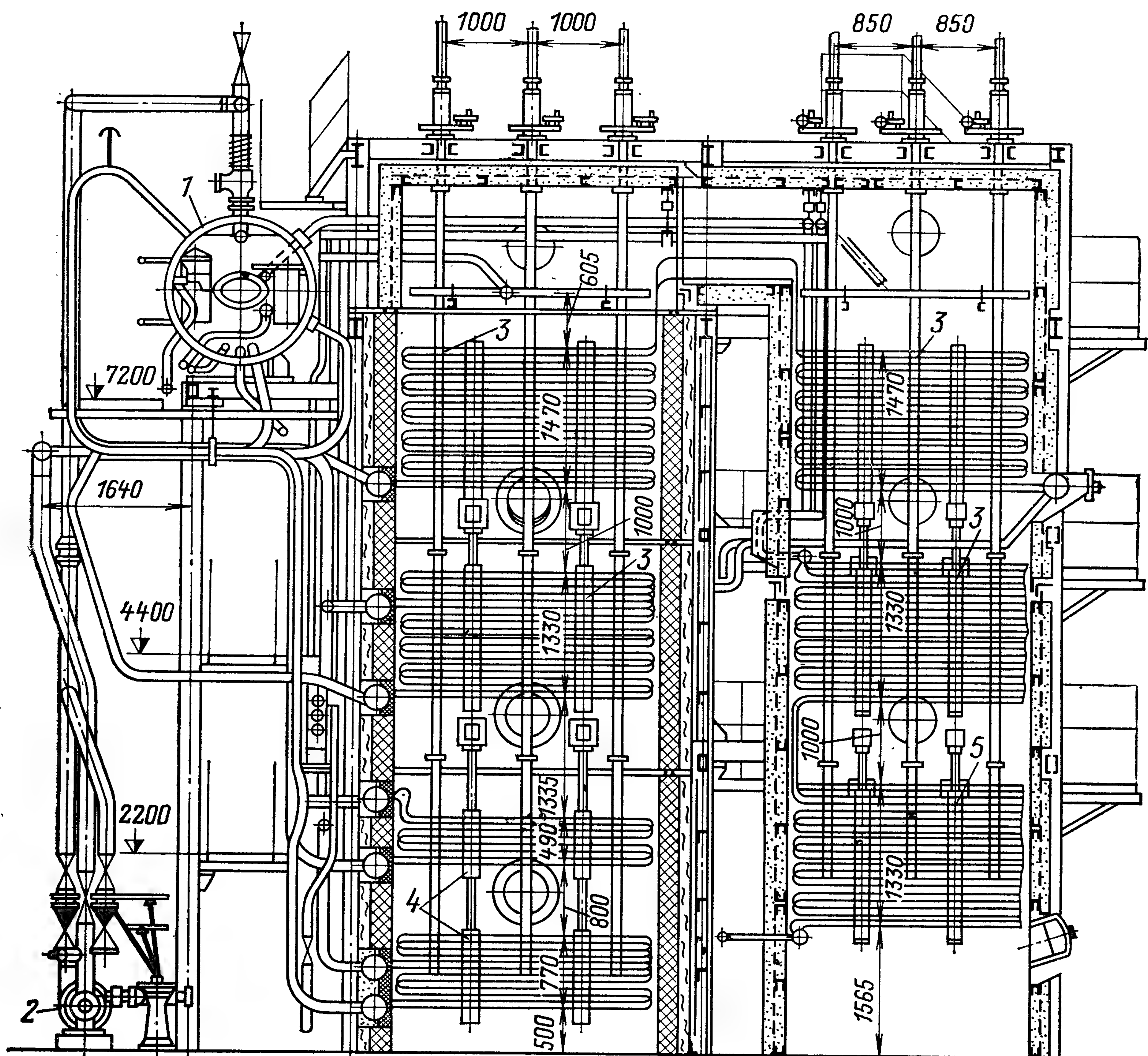


Рис. 6-31. Котел-утилизатор с принудительной многократной циркуляцией типа КУ-60-2. Продольный разрез.

Если в технологических газах содержится много горючих, оказывается рациональным осуществить их дожигание, даже расходуя для этого иногда дополнительно некоторое количество высококалорийного топлива. Пример такого агрегата с естественной циркуляцией показан на рис. 6-32.

В неэкранированный предтопок *1* подаются отбросный газ сажевого производства, мазут и воздух через горелку *2* (конструкции ЭНИН) [Л. 19]. Продукты сгорания выходят из предтопка в неэкранированный трубами газоход с ширмами охлаждения *3*, проходят фестон *4*, выполненный из труб испаряющих ширм, и попадают в горизонтальный

Рис. 6-32. Котел для сажевого производства типа ПКК. Продольный разрез.

пароперегреватель *5*, опирающийся на собственные подвесные (диаметром 32×3 мм) трубы.

После горизонтального газохода газы проходят трубчатый воздухоподогреватель *6*, изготовленный из труб 40×1,5 мм, и три пакета водяного экономайзера *7*, изготовленного из труб 28×3,0 мм.

Котлоагрегат поставляется блоками: паропроизводительность его от 7,8 до 23,3 кг/с (от 28,2 до 84 т/ч) при давлении пара 2,4 или 4,5 МПа (24 или 45 кгс/см^2), температура перегретого пара 370—440°С. Подогрев воздуха до температуры 323—382°С, температура уходящих газов от 173 до 190°С. Коэффициент полезного действия составляет ~85%.

Ранее на рис. 3-19 был показан агрегат, устанавливаемый за печами с кипящим слоем для обжига серного колчедана. Эти котлы с естественной циркуляцией имеют производительность от 1,95 до 3 кг/с (от 7 до 11 т/ч) насыщенного пара при давлении 4,3 МПа (43 кгс/см²).

Повышенная температура уходящих газов (350—450°С) определяется необходимостью предотвратить сернокислотную коррозию. Для регулирования температуры уходящих газов (поддержания ее на указанном уровне) имеются шибер и байпас. Остальные элементы агрегата, поставляемого блоками, обычны.

Большое разнообразие конструкций котлов-утилизаторов и энерготехнологических агрегатов объясняется прежде всего различными местными условиями их применения. Так, например, на химических производствах есть установки, в которых энергетический агрегат работает при давлении охлаждаемых газов до 0,7 МПа (7 кгс/см²); давление же газов в 0,1—0,15 МПа (1—1,5 кгс/см²) встречается весьма часто.

Котлы с высококипящими органическими теплоносителями. Для подогрева и испарения высококипящих органических теплоносителей (ВОТ) разработана серия агрегатов на производительность от 0,58 до 4,64 МВт (от 0,5 до 4,0 Гкал/ч) при давлении пара 0,8 МПа (8 кгс/см²), его температуре на выходе 375°С и температуре конденсата на входе 340°С, чему соответствует приращение энтальпии в агрегате 93 Вт (около 80 ккал/кг).

Котлоагрегат на 2,3 МВт (2 Гкал/ч) с естественной циркуляцией (рис. 6-33) имеет экранированную трубами (диаметром 50×3 мм) топочную камеру для сжигания газа или мазута. Трубы экранов соединены с коллекторами диаметром 219×7 мм, к которым из барабана присоединяются опускные трубы диаметром 168×4,5 мм. За топкой имеется небольшой конвективный пучок из труб. Пройдя конвективный пучок, газы поступают в воздухоподогреватель. Барабан (диаметром 1232×16 мм) опирается на трубы. Котел имеет только обвязочный каркас. Подвод конденсата ВОТ осуществляется сзади через коллектор, а отвод пара — из штуцера барабана, до которого установлены сепарирующие устройства. На барабане имеется вся обязательная арматура — предохранительные клапаны, водоуказательные приборы и пр.

Обмуровка агрегата тяжелая, имеет взрывные клапаны. Кроме того, предусмотрен ввод водяного пара в топку для тушения ВОТ при повреждении труб. Металлическая часть агрегата поставляется блоками. Горелки типовые с мазутными форсунками.

Воздух после воздухоподогревателя имеет температуру от 241 до 310°С; уходящие газы при работе на мазуте 300—305°С; на газе — 250—280°С. Сопротивление газового тракта котла от 0,1 до 0,4 кПа (от 10 до 40 кгс/м²), воздушного — около 2 кПа (200 кгс/м²).

Агрегат ВОТ имеет следующие габаритные размеры: ширину 4,05 м, длину от 2,61 до 5,5 м, высоту с площадками 4,9 м. Масса металлической части агрегата с арматурой от 7 до 14 т.

В промышленной теплоэнергетике нашли применение также агрегаты, преобразующие электроэнергию в тепловую энергию горячей воды и пара, условно называемые электрокотлами. Этих котлов насчитывается около тысячи в разных отраслях промышленности (металлургической, угольной, строительной), в коммунальном и сельском хозяйстве. Котлы выпускаются предприятиями Министерства электротехнической промышленности [Л. 26] и изготовляются серийно с номинальной мощностью 25, 60, 100, 250, 400 и 1000 кВт на напряжение 0,4 кВ

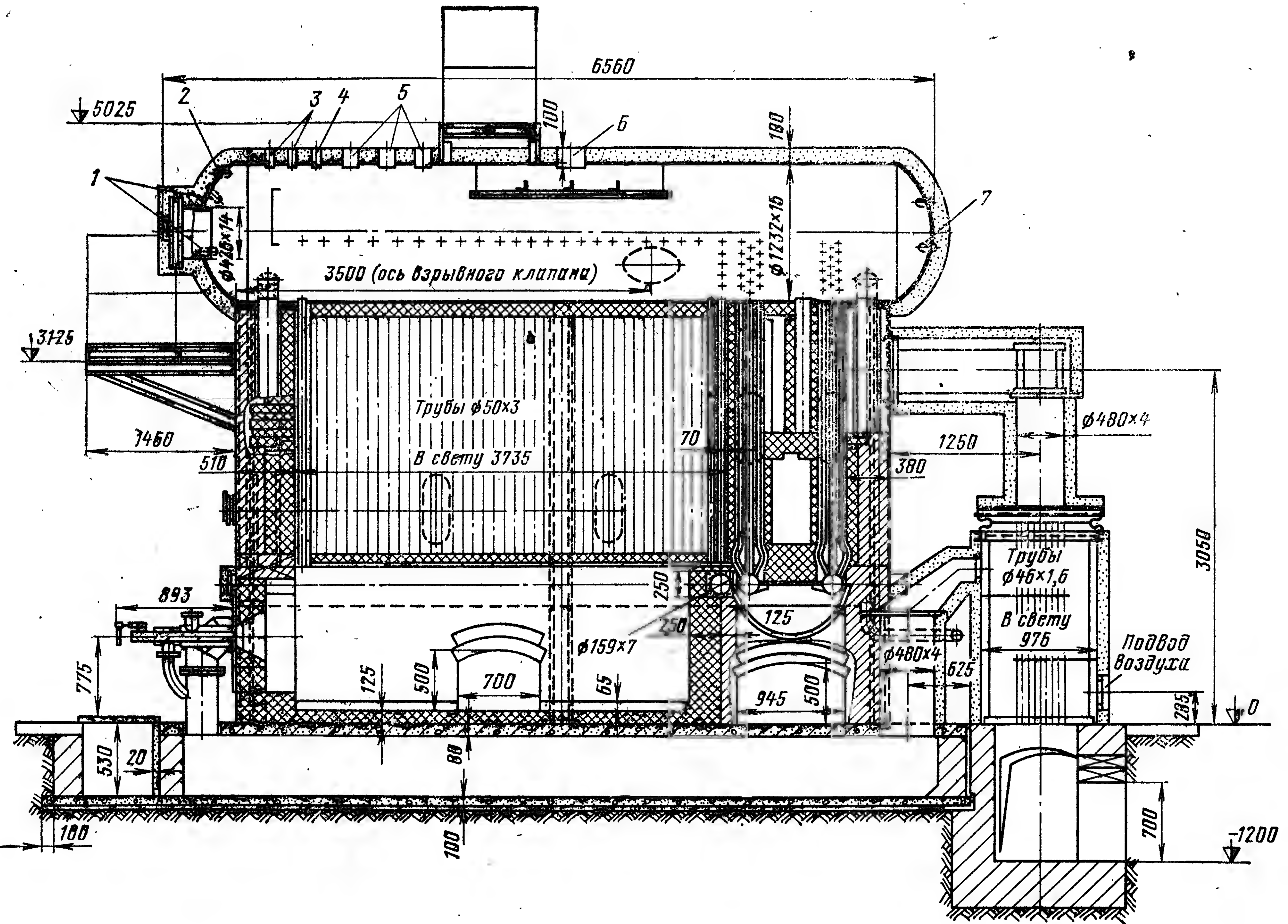


Рис. 6-33. Парогенератор с применением высококипящих органических теплоносителей — ВОТ.

1 — люк; 2 — штуцер; 3 — штуцер для ввода ВОТ; 4 — штуцер для ввода пара; 5 — штуцера к предохранительным клапанам; 6 — отвод пара; 7 — штуцера к указателю уровня.

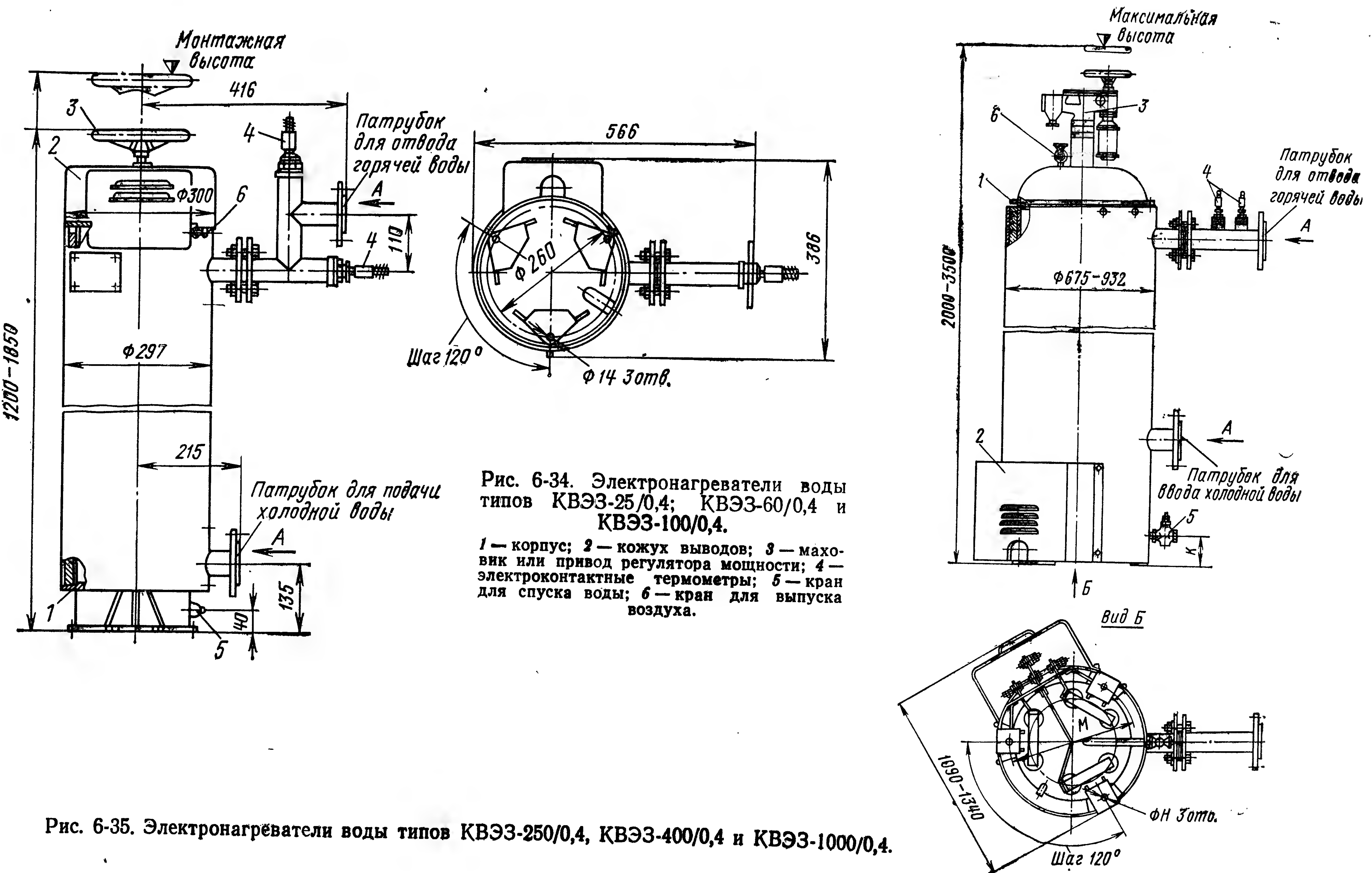


Рис. 6-34. Электронагреватели воды типов КВЭЗ-25/0,4; КВЭЗ-60/0,4 и КВЭЗ-100/0,4.

1 — корпус; *2* — кожух выводов; *3* — маховик или привод регулятора мощности; *4* — электроконтактные термометры; *5* — кран для спуска воды; *6* — кран для выпуска воздуха.

Рис. 6-35. Электронагреватели воды типов КВЭЗ-250/0,4, КВЭЗ-400/0,4 и КВЭЗ-1000/0,4.

с числом фаз три, на давление 0,6 МПа (6 кгс/см²), т. е. на теплопроизводительность от 0,23 до 0,93 МВт (от 0,02 до 0,8 Гкал/ч). Номинальная температура воды на входе — 70°С, на выходе — 95°С и максимально допустимая — 130°С. Нагрузку (теплопроизводительность) нагревателя можно менять от 10 до 100%.

Нагреватели с электрической мощностью до 100 кВт (рис. 6-34) выпускаются с плоскими днищами *1*, на которых снизу приварены лапы для установки, а на верхнем днище размещены вводы *2*, закрытые кожухом и устройства для регулирования теплопроизводительности *3*, термометр электроконтактный *4*, воздушник *6*, и внизу кран *5*.

Нагреватели с электрической мощностью от 250 до 1000 кВт имеют днища эллиптической формы и подвод электроэнергии снизу с распределением ее на шесть вводов, соединенных попарно (рис. 6-35).

Температура воды, выходящей из нагревателя, поддерживается автоматически. При нагревании воды до температуры, превышающей допустимое значение, аварийный электроконтактный термометр *4* отключает подвод электроэнергии.

Кроме собственно нагревателя с установленной на нем арматурой, приборами и другими устройствами, завод-изготовитель поставляет щиты управления с трансформаторами тока, приборами, сигнальными лампами, переключателями с автоматического на ручное управление; магнитные пускатели и прочее оборудование; комплект запасных деталей и техническую документацию.

Электронагреватели рассмотренного типа наиболее пригодны для районов с весьма дорогим топливом и избытками электроэнергии. Работа нагревателей в часы ночных провалов на бак-аккумулятор может несколько выровнить суточный график нагрузки энергосистемы.

Глава седьмая

КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ ДЛЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Отопительные котельные установки предназначены для выработки теплоты, используемой для отопления и горячего водоснабжения жилых, общественных и промышленных сооружений и зданий. Производительность установок определяется как сумма максимальных часовых расходов теплоты на указанные цели при расчетной температуре наружного воздуха с учетом потерь и расхода теплоты на собственные нужды.

Отопительно-производственные котельные установки, кроме указанного выше назначения, обычно снабжают предприятия паром (теплотой), используемым для технологических нужд. Теплопроизводительность таких установок определяется максимальным часовым расходом теплоты, определенным из суточного графика его потребления с учетом потерь и собственных нужд.

Производственные котельные установки, предназначенные для выработки тепловой энергии технологического назначения, имеют производительность, которую определяют по максимуму суточного графика с учетом потерь и собственных нужд.

Примеры суточного и годового графиков производства теплоты отопительной и производственной котельной приведены на рис. 7-1. Наибольшее распространение получили отопительные и отопительно-производственные котельные, см. [Л. 22].

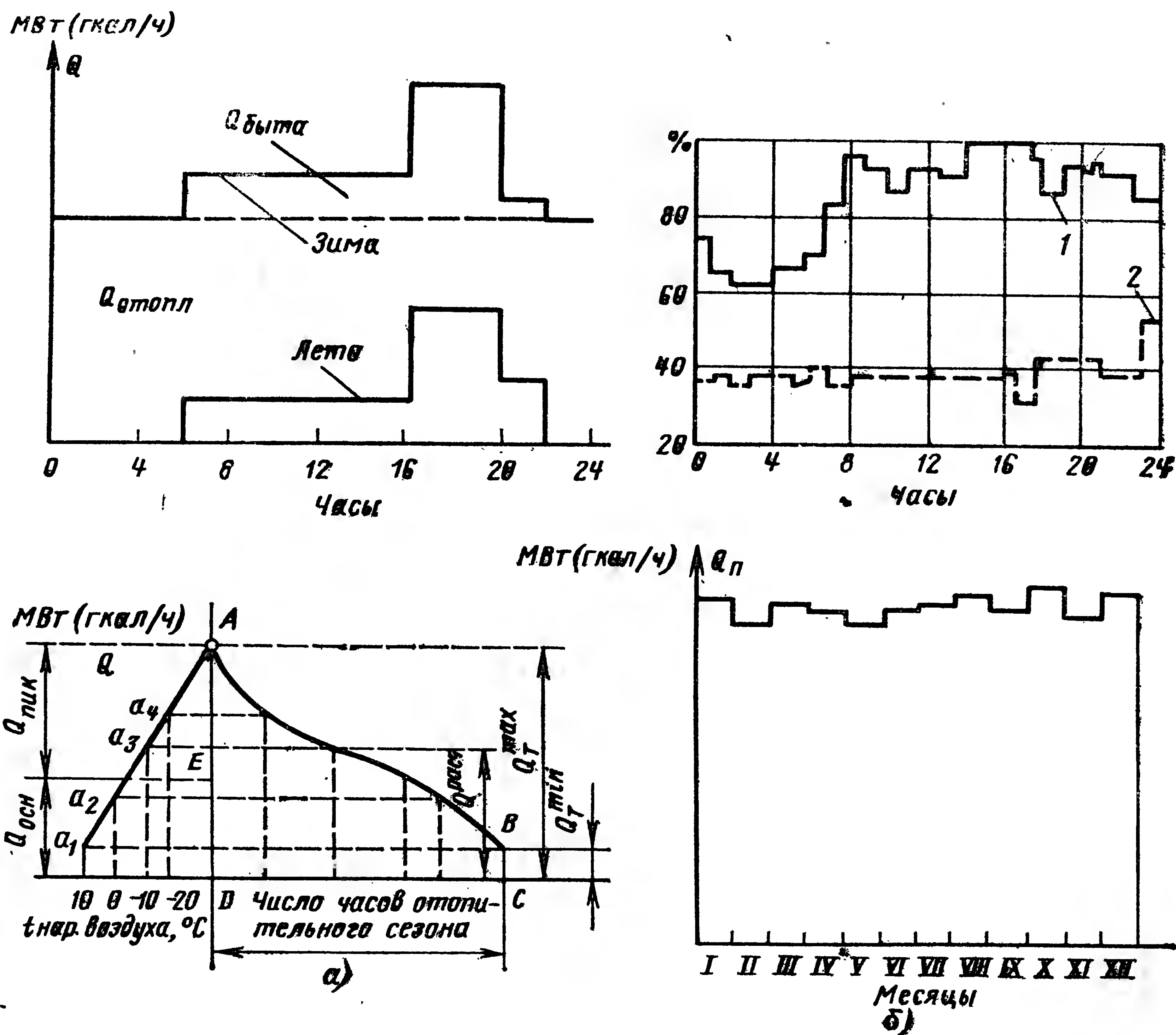


Рис. 7-1. Графики суточной и годовой нагрузок отопительной (*а*) и производственной (*б*) котельных.

1 — зимний; *2* — летний.

7-1. ТЕПЛОВЫЕ СХЕМЫ И ИХ РАСЧЕТ

Принципиальная тепловая схема характеризует сущность основного технологического процесса преобразования энергии и использования в установке теплоты рабочего тела. Тепловая схема представляет собой условное графическое изображение основного и вспомогательного оборудования, объединяемого линиями трубопроводов для рабочего тела в соответствии с последовательностью его движения в установке. Схема характеризует техническое совершенство и тепловую экономичность данной установки.

При составлении принципиальной тепловой схемы для надежной и экономичной работы на основе нагрузок, а иногда и технико-экономических расчетов определяются тип установки (паровая, водогрейная или иная котельная, теплоэлектроцентраль), вид и параметры теплоносителя. Далее проводится выбор оборудования — котельных или других агрегатов, иногда турбин; схемы подогрева питательной воды; способа и схемы подготовки воды для питания котельных агрегатов и для добавки в тепловые сети; схемы отпуска теплоты технологическим и бытовым потребителям; схемы сбора и очистки конденсата, возвращаемого от потребителей; схемы использования теплоты от продувки котлоагрегатов, выпара из деаэраторов и от других частей установки [Л. 22, 27].

Отсюда следует, что общая тепловая схема установки источника теплоснабжения получается в итоге объединения многих частных схем, взаимно влияющих друг на друга.

Оценка тепловой экономичности составленной тепловой схемы котельной может быть выполнена с учетом к. п. д. нетто

$$\eta^{н}_{ку}=\eta^{бр}_{ку}-\frac{\Sigma Q_{сн}+3{,}6\cdot 10^{3}\Sigma Э_{сн}}{BQ^{р}_{н}}$$

или

$$\eta^{н}_{ку}=\eta^{бр}_{ку}-\frac{\Sigma Q_{сн}+860\Sigma Э_{сн}}{BQ^{р}_{н}}. \qquad (7\text{-}1)$$

В формуле:

$\eta^{бр}_{ку}$ — к. п. д. брутто рассматриваемой котельной установки:

$$\eta^{бр}_{ку}=\frac{\Sigma Q}{BQ^{р}_{н}}; \qquad (7\text{-}2)$$

$\Sigma Э_{сн}$ — суммарный расход электроэнергии на привод сетевых и других насосов, транспорт топлива и золы; на тягу, дутье, вентиляцию, освещение, автоматику и другие нужды котельной;

$\Sigma Q_{сн}$ — расход теплоты на собственные нужды котельной — подогрев и деаэрацию добавочной воды, подогрев топлива, обдувку и очистку поверхностей нагрева, на отопление вспомогательных помещений и другие нужды;

B — расход топлива, кг/с, м^3/с (кг/ч, м^3/ч), на производство тепловой энергии;

$Q^{р}_{н}$ — теплота сгорания топлива, кДж/кг, кДж/м^3 (ккал/кг, ккал/м^3);

ΣQ — суммарная выработка тепловой энергии всеми агрегатами котельной при максимальной нагрузке, кДж (ккал/ч).

Если $\Sigma Q_{от}$ — количество отпущенного тепла, то

$$\Sigma Q_{от}=\Sigma Q-\Sigma Q_{сн} \qquad (7\text{-}3)$$

и к. п. д. нетто котельной составит:

$$\eta^{н}_{ку}=\frac{\Sigma Q_{от}-3{,}6\cdot 10^{3}\Sigma Э_{с.н}}{BQ^{р}_{н}} \quad \text{или} \quad \eta^{н}_{ку}=\frac{\Sigma Q_{от}-860\Sigma Э_{с.н}}{BQ^{р}_{н}}. \qquad (7\text{-}4)$$

Обычно расход теплоты на собственные нужды котельной $\Sigma Q_{с.н}$ составляет 7—17% отпуска теплоты потребителям и зависит от параметров и вида теплоносителя; типа системы теплоснабжения (закрытая или открытая); способа нагрева теплоносителя (паровые или водогрейные котлоагрегаты); системы деаэрации питательной воды (атмосферная, вакуумная); величины возврата конденсата от потребителей и от сложности принципиальной тепловой схемы.

Расход электроэнергии на собственные нужды $Э_{с.н}$ связан с видом топлива (твердое, жидкое, газообразное); типом системы теплоснабжения (закрытая, открытая) и видом котельной (отопительная, отопительно-производственная и производственная); количеством возвращаемого потребителем конденсата, а также производительностью котлоагрегатов.

Для составления и расчета тепловой схемы необходимо иметь исходные данные:

назначение данной котельной;

теплоноситель;

вид топлива;

характеристика системы теплоснабжения;

величина тепловых нагрузок и параметров теплоносителя;

количество или доля возвращаемого конденсата;

температура сырой воды, поступающей в котельную, и температура воды, идущей на химическую водоочистку (последняя связана с качеством исходной воды и необходимой схемой обработки для нее).

Расход теплоты на отопление, вентиляцию и кондиционирование воздуха $Q_{о.в}$ имеют заданным или определяют по нормам проектирования. Расход теплоты на горячее водоснабжение $Q_{г.в}$ также имеют заданным или подсчитывают как среднечасовой за неделю. Расход теплоты с паром и горячей водой на технологические нужды $Q_т$ определяется по точке максимума потребления теплоты из суточного графика [Л. 28].

По этим данным проводят расчет принципиальной тепловой схемы, который состоит из нескольких этапов:

а) выбор или ориентировочное определение параметров рабочего тела на разных участках тепловой схемы;

б) составление уравнений материальных балансов для потоков теплоносителя и рабочего тела;

в) составление и решение теплового баланса с учетом потерь теплоты, начиная с внешних частей тепловой схемы — подогревателей сырой воды, сетевой воды, питательной воды, расширителей продувки и т. д.;

г) определение расхода пара, воды или другого теплоносителя на отдельные элементы тепловой схемы — подогреватели, химическую очистку воды, деаэраторы и т. д. и уточнение полного расхода теплоты из котельной;

д) выяснение тепловой экономичности установки.

Сложность современных тепловых схем, необходимость их расчета по ряду вариантов для разных режимов привели к упрощенным методикам для выполнения предварительных расчетов. Окончательные расчеты выполняются по точным выражениям с использованием электронно-вычислительных машин.

Для учебных и частично практических целей можно расчет тепловой схемы упростить, если выполнять его по предварительно выбранным величинам, например производительности котлоагрегатов, значениям величины потерь рабочего тела, расходу рабочего тела на собственные нужды установки, на химводоочистку, потерям давления в элементах схемы и т. д. В этом случае предварительно, используя исходные данные, определяют нагрузку котельной как суммарный отпуск теплоты или пара внешним потребителям (технологические нужды, отопление, вентиляция, горячее водоснабжение) с добавлением расходов на деаэрацию питательной воды, деаэрацию воды для горячего водоснабжения, подогрев сырой воды перед водоподготовкой и потери внутри котельной. При этом принимают температуру конденсата, поступающего из подогревателей, установленных в котельной, равной 80—90°С.

Потери внутри котельной принимают равными 2—3% общего расхода теплоты. Количество воды, поступающей на подпитку закрытой тепловой сети, принимают в 1,5—2,0% часового расхода сетевой воды. Расход теплоты на деаэрацию питательной воды и подогрев сырой воды перед водоподготовкой (при температурах воды от +5°С зимой и +15°С летом до 20—30°С) принимают для закрытой системы теплоснабжения

равным 7—10% отпущенной теплоты и несколько большим для открытой.

Определив потребное количество теплоты для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения и необходимую теплопроизводительность котельной для технологических нужд, можно найти суммарную производительность отопительно-производственной котельной, кг/с (т/ч), если пересчитать количество теплоты в массовые единицы пара:

$$\Sigma D = \Sigma D_{\text{о.в}} + \Sigma D_{\text{т}}. \qquad (7\text{-}5)$$

Если в котельной установлены паровые и водогрейные котлы, поступая аналогично, можно найти раздельно производительность каждой из частей котельной. Число котельных агрегатов, которые целесообразно выбирать одинаковыми, должно быть минимальным и в чисто отопительных котельных обеспечивать при выходе из работы одного котла общую теплопроизводительность, соответствующую средней температуре наружного воздуха в наиболее холодный месяц года.

Для производственных и производственно-отопительных котельных число агрегатов следует выбирать исходя из возможности отдачи полного количества теплоты (пара) в наиболее холодный месяц, при вы-

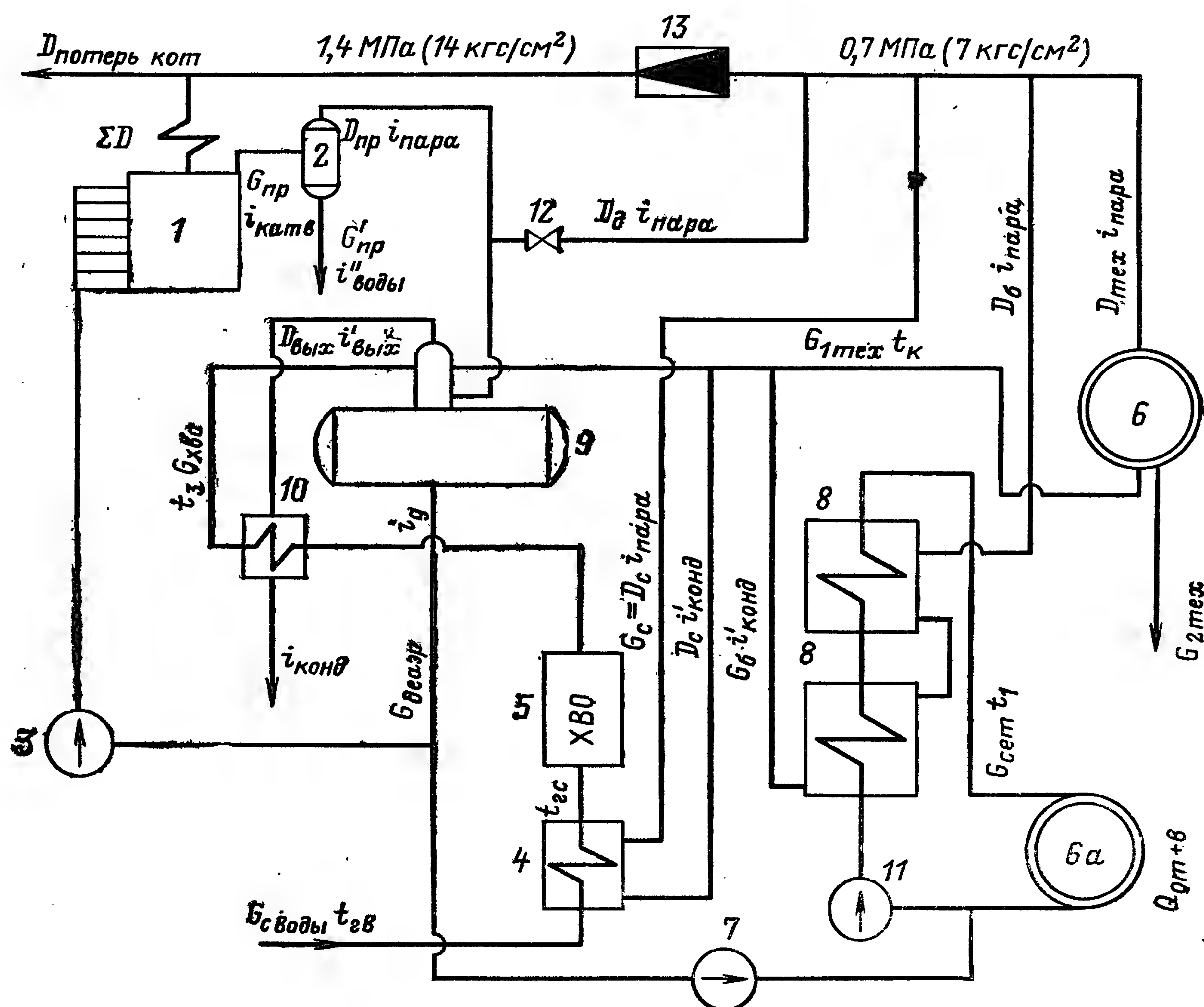


Рис. 7-2. Тепловая схема (принципиальная) отопительно-производственной котельной **с паровыми котлами для закрытой системы теплоснабжения.**

1 — котел; *2* — расширитель непрерывной продувки; *3* — питательный насос; *4* — подогреватель сырой воды; *5* — химводоочистка; *6* — потребитель технологического пара; *6а* — потребитель теплоты, используемой на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение; *7* — насос для подпитки тепловых сетей; *8* — теплообменники для сетевой воды; *9* — деаэратор атмосферный; *10* — охладитель выпара из деаэратора; *11* — сетевой насос; *12* — регулирующий клапан; *13* — редукционный клапан.

ходе из работы одного из установленных агрегатов. Для этой цели в котельной устанавливаются резервные котлы.

Количество стальных водогрейных котлов находят из выражения

$$n=\frac{\Sigma Q}{Q_{ед}} \qquad (7\text{-}6)$$

и паровых

$$n_1=\frac{\Sigma D}{D_{ед}}, \qquad (7\text{-}7)$$

где $Q_{ед}$ или $D_{ед}$ — производительность котлоагрегата, которая принимается по данным завода-изготовителя котлоагрегатов. Установка одного котлоагрегата обычно недопустима.

На рис. 7-2 изображена принципиальная тепловая схема отопительно-производственной котельной, а ниже излагается упрощенная методика ее расчета.

Котельная оборудована паровыми котлами и снабжает теплотой для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения закрытую систему, работающую по графику температур 150—70°С. Кроме того, на технологические нужды отпускается пар низкого давления через редукционный клапан. Технологический потребитель пара возвращает в котельную конденсат в количестве $\mu D_т$.

Для выбранного типа паровых котлов по давлению необходимо найти энтальпии насыщенного пара $i''_н$, кДж/кг (ккал/кг), конденсата $i_к$, кДж/кг (ккал/кг), или температуру конденсата $t_к$ с помощью таблиц термодинамических свойств водяного пара.

Далее, пользуясь исходными данными, можно подсчитать общий расход теплоты, МВт (Гкал/ч), для подогрева воды

$$Q=Q_{о.в}+Q_{г.в} \qquad (7\text{-}8)$$

и определить требующийся расход пара, кг/с (т/ч), считая, что потери подогревателей в окружающую среду составляют 2%, т. е. $\eta_{под}=0{,}98$:

$$D_{о.в}+D_{г.в}=\frac{Q\cdot10^3}{(i_н-i_к)\,\eta_{под}}. \qquad (7\text{-}9)$$

Количество конденсата после подогревателей сетевой воды будет равно:

$$G_{о.в}+G_{г.в}=D_{о.в}+D_{г.в}. \qquad (7\text{-}10)$$

Зная по заданию температуры $t_{1о.в}$ и $t_{2о.в}$ сетевой воды, находят ее расход

$$G_{сет}=\frac{Q\cdot10^3}{t_{1о.в}-t_{2о.в}}. \qquad (7\text{-}11)$$

Количество воды для подпитки тепловых сетей при потерях в них 1,5% составит:

$$G_{подп}=0{,}015G_{сет}. \qquad (7\text{-}12)$$

Имея из задания расход пара на производство $D_т$, долю возврата конденсата μ, находят количество потерянного конденсата

$$G_2=(1-\mu)D_т \qquad (7\text{-}13)$$

и количество возвращаемого конденсата

$$G_{1т}=D_т-G_2. \qquad (7\text{-}14)$$

Суммарный расход пара на производство и теплоснабжение составит:

$$D = D_т + D_{о.в} + D_{г.в}. \qquad (7\text{-}15)$$

Расход пара на деаэрацию и подогрев сырой воды предварительно принимается равным 9% D:

$$D_д + D_{с.в} = 0{,}09D. \qquad (7\text{-}16)$$

Потери пара внутри котельной принимаются равными 2% D:

$$D_{пот} = 0{,}02D. \qquad (7\text{-}17)$$

Тогда полное количество пара, вырабатываемого котельной, составит:

$$D = D + D_д + D_{с.в} + D_{пот}. \qquad (7\text{-}18)$$

Имея полное количество пара, производимого в котельной, делают его сопротивление с количеством пара, получаемого от выбранного числа котлоагрегатов; оно должно быть:

$$\Sigma D \leqslant D_{ед} n_1. \qquad (7\text{-}19)$$

Далее следует взять из расчета водоподготовки величину продувки $p_{пр}$, %, и найти

$$G_{пр} = p_{пр} \frac{\Sigma D}{100}. \qquad (7\text{-}20)$$

Величина $p_{пр}$ обычно составляет от 2 до 10%. Если при расчете величина $p_{пр}$ получена равной или большей 0,14 кг/с (0,5 т/ч), необходимо выполнить ее непрерывной и установить расширитель, а при $G_{пр} \geqslant 0{,}28$ кг/с (1 т/ч) для использования теплоты, содержащейся в паре, кроме отбора пара, следует включить в схему теплообменник, использующий теплоту воды после расширителя для подогрева сырой воды перед водоподготовкой.

Количество пара, которое можно получить из расширителя, находят из баланса теплоты:

$$D_{пр} = \frac{G_{пр}(i'_1 - i'_2)}{x(i''_н - i'_2)\eta_{под}}. \qquad (7\text{-}21)$$

В выражении:

i'_1 — энтальпия котловой воды при давлении в котле;

$i''_н$ и i'_2 — энтальпии пара и воды при давлении в расширителе, обычно равном 0,15 МПа (1,5 кгс/см^2);

$x = 0{,}98$ — степень сухости пара, выходящего из расширителя.

Количество воды, уходящей из расширителя, будет:

$$G'_{пр} = G_{пр} - D_{пр}. \qquad (7\text{-}22)$$

Эти расчеты позволяют определить количество питательной воды, поступающей в котлы:

$$G_{пит} = \Sigma D + G'_{пр}. \qquad (7\text{-}23)$$

Общее количество воды на выходе из деаэратора (питательная вода + вода на подпитку тепловых сетей)

$$G_д = G_{пит} + G_{подп}. \qquad (7\text{-}24)$$

Если принять, что количество выпара из деаэратора питательной воды равно 0,4% расхода подаваемой через него воды, то

$$D_{вып} = 0{,}004 G_д \qquad (7\text{-}25)$$

и производительность химводоподготовки должна быть:

$$G_{\text{ХВО}}=G_2+G'_{\text{пр}}+G_{\text{подп}}+D_{\text{пот}}+D_{\text{вып}}. \quad (7\text{-}26)$$

Для определения расхода сырой воды на химводоочистку необходимо учесть количество воды, идущей на взрыхление катионита, его регенерацию, отмывку и прочие нужды водоподготовки. Их учитывают величиной коэффициента $k=1,10-1,25$, умножаемого на производительность водоподготовки:

$$G_{\text{с.в}}=kG_{\text{ХВО}}. \quad (7\text{-}27)$$

При известных расходе сырой воды и температуре ее можно, задаваясь значением температуры воды перед химводоочисткой, найти количество пара, расходуемого в теплообменнике сырой воды:

$$D_{\text{св}}=\frac{G_{\text{с.в}}c\,(t''_{\text{с.в}}-t'_{\text{с.в}})}{(i''-i_{\text{к}})\,\eta_{\text{под}}}. \quad (7\text{-}28)$$

В формуле:

$t''_{\text{с.в}}$ и $t'_{\text{с.в}}$ — температуры сырой воды после и до подогревателя, °С;

i'' и $i_{\text{к}}$ — энтальпии греющего пара и конденсата.

Количество конденсата, поступающего из этого теплообменника, $G'_{\text{с.в}}=D_{\text{с.в}}$.

При известных количестве воды после химводоподготовки $G_{\text{ХВО}}$, количестве выпара из деаэратора $D_{\text{вып}}$ и давлении пара в нем, обычно равном 0,12—0,15 МПа (1,2—1,5 кгс/см²), можно определить, каков подогрев воды в теплообменнике, охлаждающем выпар.

Для этого находим при $p=0,12$ МПа (1,2 кгс/см²) энтальпию выпара $i''_{\text{вып}}$ и конденсата $i_{\text{к}}$ и определяем $t'''_{\text{с.в}}$ — температуру воды после охладителя выпара из деаэратора, °С:

$$t'''_{\text{с.в}}=t''_{\text{с.в}}+\frac{D_{\text{вып}}\,(i''_{\text{вып}}-i_{\text{к}})}{G_{\text{ХВО}}\eta_{\text{под}}}. \quad (7\text{-}29)$$

Элементом, на котором завершается расчет тепловой схемы, является деаэратор. Для определения расхода пара на деаэратор необходимо написать его материальный и тепловой баланс.

В деаэратор входят и из него выходят следующие потоки (количества пара и воды):

$$D_{\text{д}}+D_{\text{пр}}+G_{1\text{т}}+G_{\text{о.в}}+G_{\text{г.в}}+G_{\text{с.в}}+G_{\text{ХВО}}=G_{\text{д}}+D_{\text{вып}}, \quad (7\text{-}30)$$

каждый со своей энтальпией (температурой). Зная последние, можно написать тепловой баланс деаэратора и из него найти неизвестную величину расхода пара на деаэратор:

$$D_{\text{д}}i''_{\text{д}}+D_{\text{пр}}i''_{\text{н}}+G_{1\text{т}}i_{\text{к.т}}+G_{\text{о.в}}i_{\text{к}}+G_{\text{г.в}}i_{\text{к}}+G_{\text{о.в}}i_{\text{к}}+$$
$$+G_{\text{ХВО}}ct''_{\text{св}}=G_{\text{д}}i'_{\text{д}}+D_{\text{вып}}i''_{\text{вып}}. \quad (7\text{-}31)$$

Отсюда расход пара на деаэратор будет:

$$D_{\text{д}}=\frac{G_{\text{д}}i'_{\text{д}}+D_{\text{вып}}i''_{\text{вып}}}{i''_{\text{д}}}-\frac{\Sigma Gi+D_{\text{пр}}i''_{\text{н}}}{i''_{\text{д}}}. \quad (7\text{-}32)$$

Если далее просуммировать полученный расход пара на деаэратор $D_{\text{д}}$ с расходом пара на подогреватель сырой воды $D_{\text{с.в}}$, то полученная величина должна быть близка к принятым ранее 9% D.

Если расхождение велико и больше 15%, расчет следует повторить.

Снижение давления пара производится в редукционных или редукционно-охладительных установках *13* (см. рис. 7-2). При точных расчетах, кроме того, необходимо учесть падение давления в паропроводах и арматуре до теплообменников котельной и до потребителей технологического пара, которое определяется при максимальной нагрузке агрегатов.

Далее следует выполнить расчет тепловой схемы для летнего режима работы котельной с тем, чтобы определить минимальную нагрузку агрегата.

7-2. ТЕПЛОВЫЕ СХЕМЫ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК С ПАРОВЫМИ И ВОДОГРЕЙНЫМИ КОТЛАМИ

При использовании открытой системы горячего водоснабжения в принципиальную тепловую схему отопительной котельной с паровыми котлами оборудование включается так, как показано на рис. 7-3.

Основное отличие схемы состоит в применении двухступенчатой обработки воды и наличии бака-аккумулятора. Первое объясняется

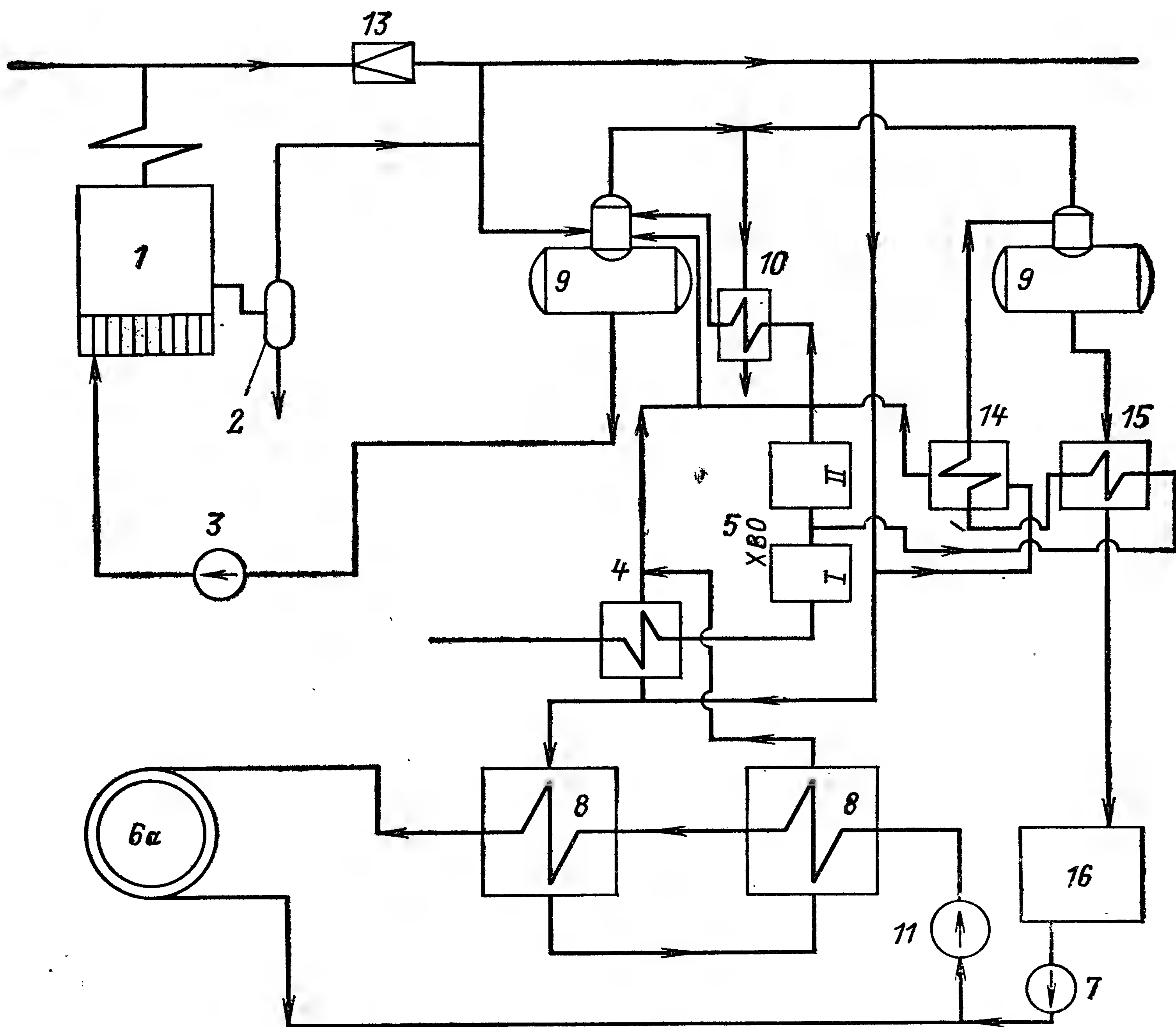


Рис. 7-3. Принципиальная тепловая схема отопительной котельной с паровыми котлами для открытой системы теплоснабжения.

Обозначения см. рис. 7-2 и, кроме того, *14* — подогреватель химочищенной воды после I ступени очистки; *15* — охладитель воды, поступающей в бак-аккумулятор; *16* — бак-аккумулятор.

разными требованиями к качеству воды, идущей в паровые котлы и на подпитку тепловых сетей.

Бак-аккумулятор же служит для покрытия пиков расхода воды из системы на горячее водоснабжение. Температура воды в баке-аккумуляторе составляет около 95°С за счет охлаждения в теплообменнике *15* химочищенной водой первой ступени.

Так как открытая система теплоснабжения требует жесткого соблюдения и постоянного контроля санитарных норм качества воды, ее применение ограничено.

В котельных с паровыми агрегатами иногда применяется подогрев воды тепловых сетей в экономайзере, который может быть осуществлен при частичном сохранении водяного экономайзера для подогрева питательной воды или полном его вытеснении.

Первая схема широко применялась на ТЭЦ и ГРЭС для повышения экономичности в виде так называемых экономайзеров низкого давления.

Вторая схема иногда применяется в отопительных котельных с паровыми котлами малой производительности и общем водяном экономайзере. В случае потребления на технологические нужды значительных количеств пара с разным давлением 1,4; 0,7; 0,5; 0,35 МПа (14; 7; 5; 3,5 кгс/см^2) может оказаться экономически целесообразной установка ТЭЦ и паровых турбин с противодавлением вместо котельной и дросселирования пара в редукционной установке. Окончательное решение принимается на основании результатов технико-экономических расчетов [Л. 27].

Техническое совершенство тепловой схемы ТЭЦ с отборами и противодавлением зависит от доли отбираемого пара. Коэффициент полезного действия по производству электроэнергии при чистом противодавлении составляет:

$$\eta_{wэ}=\eta_м\eta_г, \qquad (7\text{-}33)$$

где $\eta_м$ и $\eta_г$ — механический к. п. д. турбины и к. п. д. электрического генератора, которые близки к единице.

Полный же к. п. д. турбинной установки будет:

$$\eta_т=\frac{W_э+1{,}16Q\cdot10^6\eta_п}{\dfrac{W_э}{\eta_м\eta_г}+1{,}16Q\cdot10^6},$$

или

$$\eta_т=\frac{860W_э+Q\cdot10^6\eta_п}{\dfrac{860W_э}{\eta_м\eta_г}+Q\cdot10^6}. \qquad (7\text{-}34)$$

В формуле:

$W_э$ — электрическая мощность, вырабатываемая на отпуске теплоты, кВт;

Q — величина отпуска теплоты, внешнему потребителю, кДж (ккал/ч);

$\eta_п$ — к. п. д. ТЭЦ по производству и отпуску теплоты, равный:

$$\eta_п=\frac{D\,(i''-i_к)}{\eta_{ку}^{бр}\eta_{трубопр}}. \qquad (7\text{-}35)$$

Изложенное показывает, что чем больше вырабатывается электроэнергии с использованием теплоты, отпускаемой потребителю, тем выше будет к. п. д. турбинной установки при прочих равных условиях.

Вследствие этого стремятся к полной загрузке отборов пара и максимальной возможной при этом выработке генератором электрической энергии. Входящий в формулу (7-35) $\eta_{трубопр}$ — к. п. д. трубопроводов или транспорта теплоты обычно близок к единице, характеризует потери давления от котельного агрегата до потребителя.

На ТЭЦ устанавливается также РОУ — редукционно-охладительная установка, которую включают при росте потребности в теплоте и полностью загруженных отборах пара из турбоагрегата, т. е. при пиках потребления теплоты (см. рис. 7-1). Пик этот составляет около $0{,}3Q_{макс}$, а по продолжительности 1000 ч, или ~20% длительности отопительного сезона.

Если обозначить через $Q_{макс}$ максимальную теплофикационную нагрузку ТЭЦ, а через $Q_{отб}$ — количество теплоты, получаемой из отборов турбины, то их отношение называют **коэффициентом теплофикации** $\alpha_{ТЭЦ}$. Чем меньшее количество теплоты идет из отборов паровой турбины на теплоснабжение $Q_{отб}$ и чем больше — прямо на теплоснабжение, тем более режим ТЭЦ приближается к режимам котельной, и, наконец, при $\alpha_{ТЭЦ}=0$ ТЭЦ превращается в котельную.

С другой стороны, общую теплопроизводительность пиковых водогрейных котлов $Q_{пик}$ можно представить как разность суммарного отпуска теплоты ТЭЦ — $\Sigma Q_{ТЭЦ}$ и произведения $\Sigma Q_{ТЭЦ}\alpha_{ТЭЦ}$:

$$Q_{пик}=\Sigma Q_{ТЭЦ}(1-\alpha_{ТЭЦ}). \qquad (7\text{-}36)$$

Принципиальная тепловая схема **котельной со стальными водогрейными котлами** для теплоснабжения закрытой системы показана на рис. 7-4.

Вода, возвращаемая из тепловых сетей, из подогревателей котельной, и добавочная вода сетевым насосом *11* нагнетается в стальной водогрейный котел *1*. Из него горячая вода поступает к потребителю *6а*; к насосу рециркуляции *20*, к подогревателю *4*, к вакуумному деаэратору *9* и в мазутное хозяйство, а также используется на другие нужды котельной.

Для поддержания постоянной температуры горячей воды за котлом и снижения температуры воды, идущей в тепловые сети, используется линия *21* для подмешивания.

В вакуумном деаэраторе подогрев осуществляется горячей водой из котла до температуры 70°С, чему соответствует абсолютное давление 0,03 МПа (0,3 кгс/см²). Для получения вакуума служит установка, состоящая из водяного эжектора *17*, насоса *19* и бака *18*, в который до пуска установки подается сырая вода.

Охлажденная до 70—75°С сетевая вода после вакуумного деаэратора поступает в подогреватель сырой воды *4*, устанавливаемый перед химводоочисткой *5*. Сетевая вода, теплота которой использована на нужды котельной, после подогревателя сырой воды и химочищенная вода после вакуумного деаэратора и насоса *7* собираются и поступают в трубопровод перед сетевыми насосами *11*. Так как температура воды в этом трубопроводе может быть невысокой, для защиты стального водогрейного котла от коррозии в линию до котла с помощью насоса рециркуляции *20* подается горячая вода, повышающая температуру воды на входе в котлоагрегат до 70—110°С. Чем выше содержание серы в топливе, тем выше должна быть эта температура.

При открытой системе теплоснабжения добавочное количество воды в тепловые сети закачивается насосом *7* в бак-аккумулятор, а из

него специальным насосом подается в трубопровод перед сетевыми насосами.

Для расчета принципиальной тепловой схемы со стальными водогрейными котлами необходимо иметь исходные данные, аналогичные перечисленным ранее, кроме значений расхода пара и его потерь на технологические нужды. Имея эти данные и задаваясь величиной потерь воды в тепловых сетях и котельной, пользуясь принятыми ранее

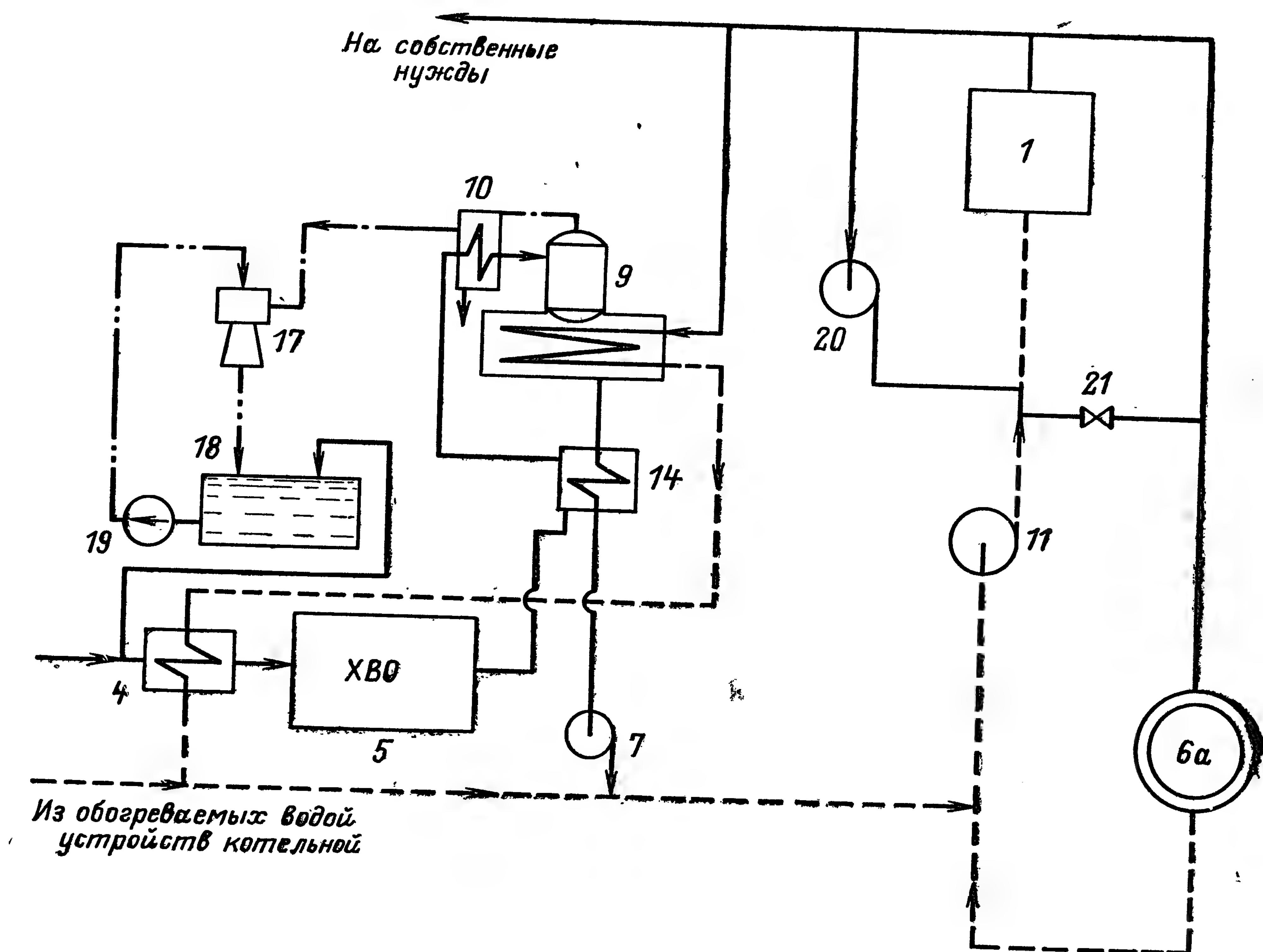


Рис. 7-4. Принципиальная тепловая схема котельной с стальными водогрейными котлами для сжигания газа и мазута.

Обозначения рис. 7-2 и 7-3 и, кроме того, *17* — эжектор для создания вакуума в деаэраторе; *18* — бак технической воды; *19* — насос к эжектору; *20* — насос рециркуляции; *21* — устройство для перепуска холодной воды.

обозначениями и индексами, можно найти количество воды, потребной для отопления и вентиляции:

$$G_{э.в} = \frac{Q_{о.в} \cdot 10^{-3}}{t_{1о.в} - t_{2о.в}}; \qquad (7\text{-}37)$$

для горячего водоснабжения:

$$G_{г.в} = \frac{Q_{г.в} \cdot 10^{-3}}{t_{1г.в} - t_{2г.в}} \qquad (7\text{-}38)$$

и общее количество воды, идущей к потребителю:

$$G = G_{о.в} + G_{г.в}. \qquad (7\text{-}39)$$

Приняв коэффициент потерь воды в тепловых сетях $k_{т.с}$, находят их величину

$$\Delta G_{т.с} = k_{т.с} G \qquad (7\text{-}40)$$

и расход воды, поступающей из обратной магистрали тепловых сетей:

$$G_{обр} = G - \Delta G_{т.с}. \qquad (7\text{-}41)$$

Далее, принимая потери воды в пределах котельной $k_к$, %, количества воды, идущей к потребителю, находим:

$$\Delta G_к = k_к G; \qquad (7\text{-}42)$$

производительность химводоочистки

$$G_{ХВО} = \Delta G_{т.с} + \Delta G_к \qquad (7\text{-}43)$$

и количество сырой воды при известном проценте воды, расходуемой на собственные нужды химводоочистки $k_{ХВО}$:

$$G_{с.в} = k_{ХВО} G_{ХВО}.$$

Определение $G_{с.в}$ позволяет найти количество теплоты, МВт (ккал/ч), требуемое для подогрева сырой воды:

$$Q_{с.в} = G_{с.в} c (t''_{с.в} - t'_{с.в})$$

и расход горячей воды из котлов на теплообменник

$$G_{1к} = G_{то.с.в} = \frac{Q_{с.в} \cdot 10^{-3}}{c_i (t_1 - t_2) \eta_{под}}. \qquad (7\text{-}44)$$

Для деаэрации воды, поступающей в тепловые сети из химводоочистки, ее необходимо нагреть до температуры 70°С, что требует расхода теплоты, МВт (ккал/ч),

$$Q_д = G_{ХВО} c (t_д - t''_{с.в})$$

и расхода горячей воды из котлов

$$G_{2к} = G_д = \frac{Q_д}{(t_1 - t) c \eta_{под}}. \qquad (7\text{-}45)$$

В наиболее холодные месяцы котельная может работать не на природном газе, а на мазуте с теплотой сгорания $Q^р_н$ при к. п. д. брутто котельной $\eta^{бр}_{ку}$ и максимальном расходе топлива B, кг/с (кг/ч).

Если мазут необходимо подогреть от температуры $t_{1м}$ до температуры $t_{2м}$ и теплоемкость мазута в этом интервале температур составляет $c_м$, кДж/(кг·К) или ккал/(кг·°С), то количество теплоты, требуемое для разогрева мазута, МВт (ккал/ч), составит:

$$Q_м = B c_м (t_{2м} - t_{1м}),$$

и расход горячей воды из котлов будет:

$$G_{3к} = G_м = \frac{Q_м}{(t_1 - t) c \eta_{под}}. \qquad (7\text{-}46)$$

Количество теплоты, расходуемое в котельной на собственные нужды, МВт (ккал/ч),

$$Q_к = Q_{с.в} + Q_д + Q_м. \qquad (7\text{-}47)$$

Кроме того, некоторое количество теплоты будет потеряно трубопроводами, арматурой и другим оборудованием. Обозначим эти потери через $\eta_{трубопр}$ и выразим их в МВт (ккал/ч) от количества теплоты, отпущенного потребителям:

$$Q_{пот.к} = (Q_{о.в} + Q_{г.в}) \eta_{трубопр}. \qquad (7\text{-}48)$$

Далее необходимо определить количество теплоты, содержащееся в выпаре из вакуумного деаэратора, и целесообразность ее использования. Принимая в выпаре количество водяного пара равным 4 кг/т воды, проходящей через деаэратор, и приняв по табл. 2-11 энтальпии, можно найти количество теплоты, МВт (ккал/ч),

$$Q_{\text{вып}} = G_{\text{ХВО}} (i'' - i') \tag{7-49}$$

и выяснить целесообразность его использования.

Максимальная теплопроизводительность котельной, МВт (ккал/ч), будет определяться суммарным расходом теплоты:

$$\Sigma Q = Q_{\text{о.в}} + Q_{\text{г.в}} + Q_{\text{к}} + Q_{\text{пот.к}} - Q_{\text{вып}}. \tag{7-50}$$

Полученную величину можно сопоставить с требующимся количеством теплоты и при расхождении, не большем 10%, считать расчет законченным.

Для выбора типа стальных водогрейных котлов, учитывая сказанное ранее на стр. 295—296, следует определить суммарное потребное количество горячей воды на выходе из котлов

$$\Sigma G = G + \Delta G_{\text{т.с}} + \Delta G_{\text{к}} + G_{1\text{к}} + G_{2\text{к}} + G_{3\text{к}}. \tag{7-51}$$

При известных ΣQ и ΣG и найденном числе котлоагрегатов n по уравнению (7-6) по каталогам или [Л. 13 и 22] можно выбрать тип стального водогрейного котла.

После выполнения расчета принципиальной тепловой схемы котельной с паровыми и водогрейными котлами можно проводить выбор вспомогательного оборудования: теплообменников, аппаратов химводоочистки, деаэраторов, насосов и других устройств.

7-3. ТЕПЛОВЫЕ СХЕМЫ УСТАНОВОК С ТЕРМАЛЬНЫМИ ВОДАМИ И ЭЛЕКТРОНАГРЕВАТЕЛЯМИ

Надежность и экономичность схем, использующих теплоту термальных вод, определяется температурой, химическими свойствами и стоимостью добытых вод. Непосредственное использование термальной воды возможно только при наличии щелочной реакции воды, отсутствии агрессивных газов и при умеренных значениях общей жесткости и минерализации.

Схема использования термальных вод представлена на рис. 7-5,*а*. Из скважины или нескольких скважин *1* вода насосами *2* перекачивается в баки-аккумуляторы *3*. Из них по мере необходимости подается потребителям с помощью насосов *2*, включающихся автоматически при падении давления в магистралях перед потребителями. От потребителей вода по обычной канализационной системе сбрасывается в очистные устройства.

Эта схема применена для теплоснабжения г. Рейкьявик (Исландия). Скважины глубиной около 300 м в количестве 92 находятся на расстоянии 20 км от города. Для подачи воды в город установлены насосы производительностью 150 л/с, создающие напор 1,4 МПа (14 кгс/см²) и перекачивающие воду с температурой 87°С по двум трубопроводам диаметром 350 мм в восемь резервуаров емкостью 8400 м³, обеспечивающих около четвертой части суточной потребности в горячей воде.

Общая длина транспортных и городских трубопроводов ~60 км при диаметрах 250—450 мм и абонентских вводов больше 30 км при диаметре 20—70 мм.

Из-за потерь теплоты в трубопроводах подается вода потребителям с температурой от 80 до 75°С. Сооружение этой системы окупилось за 2 года.

При высокоминерализованной и содержащей газы воде более надежна система, показанная на рис. 7-5,*б*. Вода из скважины *1* поступает в центробежный сепаратор *3* при давлении 0,03—0,035 МПа (0,3—0,35 кгс/см²), пар и газы, выделенные из воды, поступают в термический деаэратор *4*, откуда сетевой насос *2* при $t=70°C$ подает воду к тепловым потребителям *6а*.

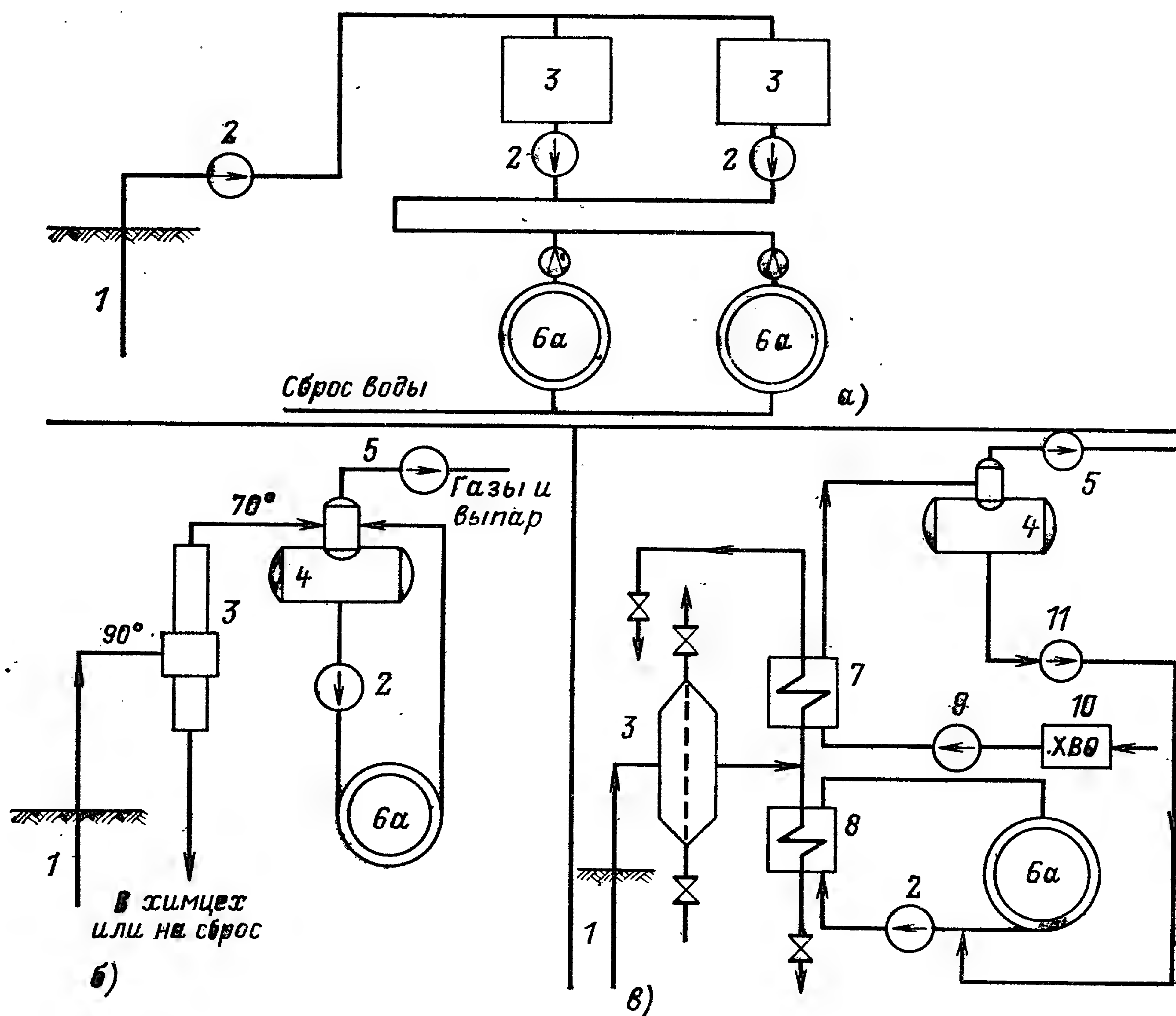


Рис. 7-5. Принципиальные тепловые схемы использования термальных вод.
а — для мягких и щелочных вод; *б* — для вод, содержащих умеренное количество газов, слабонасыщенных и среднеминерализованных; *в* — для вод средненасыщенных газом и высокоминерализованных.

Газы и выпар из деаэратора вакуум-насосом *5* или водяным эжектором откачиваются в атмосферу. От потребителей вода с $t=50°C$ возвращается в деаэратор *4*. Часть воды с повышенной концентрацией солей из центробежного сепаратора *10* с $t=70°C$ может подаваться в химический цех или на другие технические нужды и на сброс.

Пар, поступающий в деаэратор, не только покрывает потери в тепловых сетях, но и требует в закрытых системах удаления части воды.

Несколько большую температуру сетевой воды за счет термальных вод можно получить, если применить схему, показанную на рис. 7-5,*в*.

Горячая вода из скважины *1* поступает в дегазатор *3* и из него к двум теплообменникам *7* и *8*, один из которых служит для подогрева

сетевой воды, а в другом — теплообменнике *7* подогревается вода, подаваемая насосом *9* из химводоочистки *10*. Из теплообменника химочищенная вода поступает в вакуумный деаэратор *4*, выпар из которого откачивается вакуум-насосом *5*. Чистая и деаэрированная вода подпиточным насосом *11* подается в линию перед сетевыми насосами *2*. Термальная вода после дегазатора *3* и из теплообменников *7* и *8* может быть направлена в химцех. Здесь в дегазаторе и теплообменниках температура снижается.

В случае применения схемы рис. 7-5,*в* расход электроэнергии и капитальные вложения в буровые работы и скважины больше, так как необходимо покрывать не средний, а максимальный расход горячей воды.

Примерно такая же схема применяется для обогрева парников тепличного комбината и отопления жилого поселка около г. Алма-Ата.

Принципиальные тепловые схемы с электронагревателями воды сходны со схемой рис. 7-4, и, кроме того, обязательна установка бака-аккумулятора с автоматическим регулированием его заполнения в часы минимума потребления электроэнергии для данной системы. Затем обязательны установка прибора, показывающего движение воды через электронагреватели, и установка устройства автоматического отключения электронагревателей по достижении водой определенной температуры.

В Сибири имеются подобные установки для теплоснабжения с производительностью 58 МВт (50 Гкал/ч).

7-4. ТОПЛИВНОЕ ХОЗЯЙСТВО И ТОПЛИВОПОДАЧА КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Для каждой из котельных установок (проектируемой, реконструируемой или работающей) на основе топливно-энергетического баланса района планирующими организациями устанавливается вид сжигаемого топлива. Топливо до поступления в топочное устройство обязательно подвергается приемке, перегрузке, а иногда и дополнительной подготовке к сжиганию. Способ перевозки топлива от места добычи или первичной переработки выбирается при проектировании и может быть осуществлен железнодорожным, водным или автомобильным транспортом, а также с помощью канатной подвесной дороги, ленточными транспортерами и по трубопроводам. Выбор способа транспортировки зависит от годового количества топлива, потребляемого котельной установкой, расстояния до места добычи, вида топлива и наличия коммуникаций.

Газообразное топливо поступает по газопроводам из магистралей и газовых станций.

Жидкое топливо может поступать по трубопроводам, в железнодорожных или автомобильных цистернах и в наливных баржах.

Твердое топливо перевозится по железным дорогам в специальных вагонах, водным путем в баржах и по шоссейным дорогам автотранспортом.

При размещении котельной на предприятии твердое и жидкое топливо чаще всего перевозят по железной дороге. К небольшим котельным топливо подается автотранспортом.

Газообразное топливо поступает по газопроводам высокого, среднего и низкого давления. Крупные котельные проектируются на сжигание двух видов топлива: основное и резервное. При кратковре-

менном использовании резервного топлива, обеспечивающего постоянство работы, его называют аварийным.

Для разгрузки, приема, хранения на складе, подачи и подготовки топлива сооружается и оборудуется комплекс устройств, называемый **топливным хозяйством** котельной.

По газопроводам низкого давления природный газ подается при расходе до 1 млн. м³ в год, т. е. для котлов небольшой производительности. Для котельных с агрегатами бо́льшей производительности подводится газопровод высокого — от 0,3 до 1,2 МПа (от 3 до 12 кгс/см²) или среднего — от 0,005 до 0,3 МПа (от 0,05 до 3 кгс/см²) давления. Снижение давления газа осуществляется для снабжения предприятия и в том числе котельных в газорегуляторных пунктах (ГРП) или в газорегуляторных установках (ГРУ), располагаемых поблизости от потребителей газа. Их сооружают в соответствии с правилами безопасности в газовом хозяйстве [Л. 1], обязательными для всех министерств, ведомств и организаций.

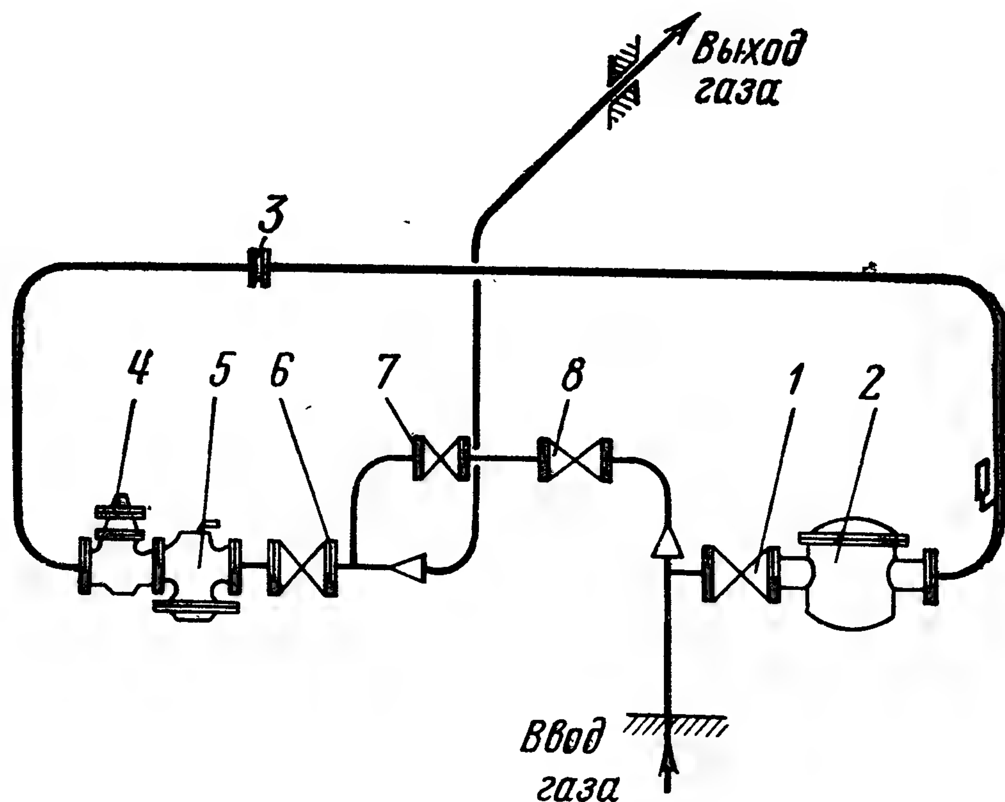


Рис. 7-6. Принципиальная схема газорегулировочного пункта (ГРП).

1, 6, 8 — задвижки запорные; *2* — фильтр для газа; *3* — диафрагма измерителя расхода; *4* — клапан предохранительный и запорный; *5* — регулятор давления; *7* — вентиль.

Принципиальная схема ГРП, устанавливаемого на объекте для снабжения газом низкого давления, показана на рис. 7-6. Назначением ГРП являются снижение и автоматическое поддержание давления газа на заданном уровне независимо от его расхода, фильтрация газа, а также регистрация давления и расхода газа[1]. Отметим лишь, что для большинства подобных котельных от магистрального газопровода до агрегатов выполняются два ответвления (сдвоенное ГРП) для повышения надежности снабжения газом. После ГРП газ направляется в газопровод, проходящий вдоль фронта котлоагрегатов, от которого выполнены отводы газа к каждому из котлов.

Принципиальная схема разводки газа внутри котельной показана на рис. 7-7. Из схемы следует, что распределение газа по отдельным агрегатам и горелкам для надежной работы топочных устройств и безопасности персонала должно быть автоматизировано и оснащено арматурой [Л. 1].

Жидкое топливо, главным образом мазут, может доставляться в котельную железнодорожным и автомобильным транспортом, а при расстоянии от нефтеперерабатывающего завода до 20 км — по трубопроводам; мазут марки 200 подается только по трубопроводу. Перевозка мазута по железной дороге осуществляется в четырехосных цистернах с грузоподъемностью 50 т и двухосных — 25 и 16 т. Слив мазута из железнодорожных цистерн осуществляется после того, как мазут будет разогрет подачей в него водяного пара или с помощью

[1] Вопросы снабжения газом предприятий и в том числе котельных установок рассматриваются в специальной дисциплине, поэтому подробное описание газового хозяйства здесь не дается.

других средств до 60—70°С. При транспорте автоцистернами разогрев мазута осуществляется на нефтебазе и мазут закачивается в автоцистерну горячим. Для приема мазута, поступающего в железнодорожных цистернах, сооружаются сливные устройства в виде лотков и промежуточной емкости, обогреваемых паром давлением до 0,5 МПа (5 кгс/см^2). Иногда сливные устройства оборудуются паропроводами и шлангами с наконечниками для разогрева мазута в цистернах. Из сливных лотков и приемного устройства жидкое топливо самотеком

Рис. 7-7. Схема подачи газа от ГРП к котлоагрегатам.

1 — общая магистраль; *2* — регуляторы расхода; *3* — запорные органы — задвижки; *4* — краны самосмазывающиеся к горелкам; *5* — запорные задвижки с электроприводом; *6* — свечи (трубопроводы для продувки и выхлопа газа; *7* — устройство для розжига горелок (запальники); *8* — предохранительный клапан; *9* — диафрагма для измерения расхода газа.

или насосами направляется в хранилища, располагаемые над землей или под землей. Обычно емкость хранилища находится в пределах от 50 до 1000 м^3.

По строительным нормам [Л. 2] предусматривается запас топлива на 10 сут, если считать по максимальной, производительности котельной при доставке его по железной дороге: на 5 сут — автотранспортом и 2 сут — по трубопроводу.

Ситуационные планы расположения мазутного хозяйства показаны на рис. 7-8. На рис. 7-8,*а* и *б* видны железнодорожные пути и сливные лотки *2*, над которыми устанавливаются цистерны, а также коллекторы *5*, по которым пар поступает в цистерны на разогрев топлива. Из лотков топливо течет по трубопроводам в приемные баки *4* и хранилища *3*. Из хранилищ с помощью насосов, установленных в подземной или надземной мазутонасосной станции *1*, топливо перекачивается в котельную. Температура перекачиваемого мазута в зависимости от его вязкости (марки) составляет от 40 до 80°С. Из хранилищ в котельную мазут необходимо прокачивать насосами непрерывно для преду-

преждения его застывания, сливая избыток обратно в хранилище, т. е. осуществляя непрерывную циркуляцию.

Для подачи мазута в котельную служат центробежные насосы с электроприводом; их число должно быть не менее двух, а производительность каждого равна наибольшему расходу топлива.

При отсутствии надежного снабжения электроэнергией в насосной станции должно быть установлено не менее двух насосов с паровым приводом на полную потребность мазута. Для осуществления цирку-

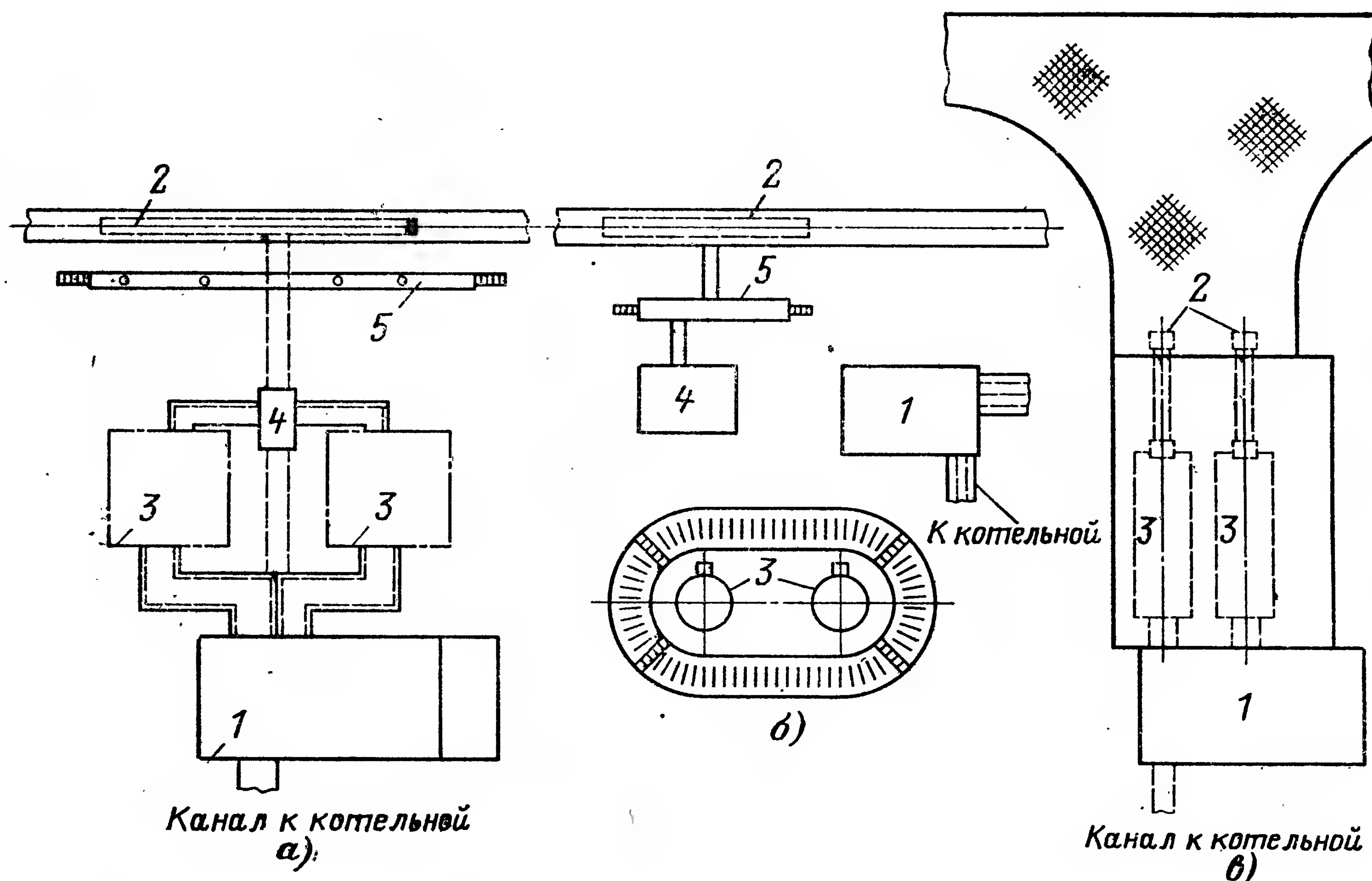


Рис. 7-8. Планы расположения мазутного хозяйства.

а — с подземными бетонными хранилищами и насосной станцией при поступлении мазута в железнодорожных цистернах; *б* — с надземными хранилищами, насосной станцией при поступлении мазута по железной дороге; *в* — с подземными хранилищами при транспорте мазута автоцистернами.

ляции устанавливается насос производительностью в 40—50% основного, а иногда и с меньшим напором. Для перекачивания топлива из промежуточной емкости *4* в хранилища также устанавливаются специальные насосы. Если мазут является резервным топливом, трубопровод для мазута прокладывается один, но с непрерывной циркуляцией.

Пар из котельной к мазутному хозяйству поступает по двум паропроводам — рабочему или резервному. Паропроводы и трубопроводы для мазута прокладываются в общей изоляции для уменьшения потерь теплоты мазутом. В пределах котельной участки мазутопровода от магистрали до форсунок должны иметь устройства для продувки. В котельных с водогрейными котлами разогрев мазута ведется горячей водой в специальных теплообменниках [Л. 22].

На рис. 7-9 показан пример выполнения системы паропроводов и трубопроводов для мазута в пределах хранилищ топлива, мазутонасосной станции и котельной. Топливо из хранилищ *13* проходит фильтры грубой очистки *3* и поступает к насосам *1* с электроприводом или насосам *2* с паровым приводом. При малых расходах включается насос *6*. После насосов мазут проходит подогреватели *5* и поступает

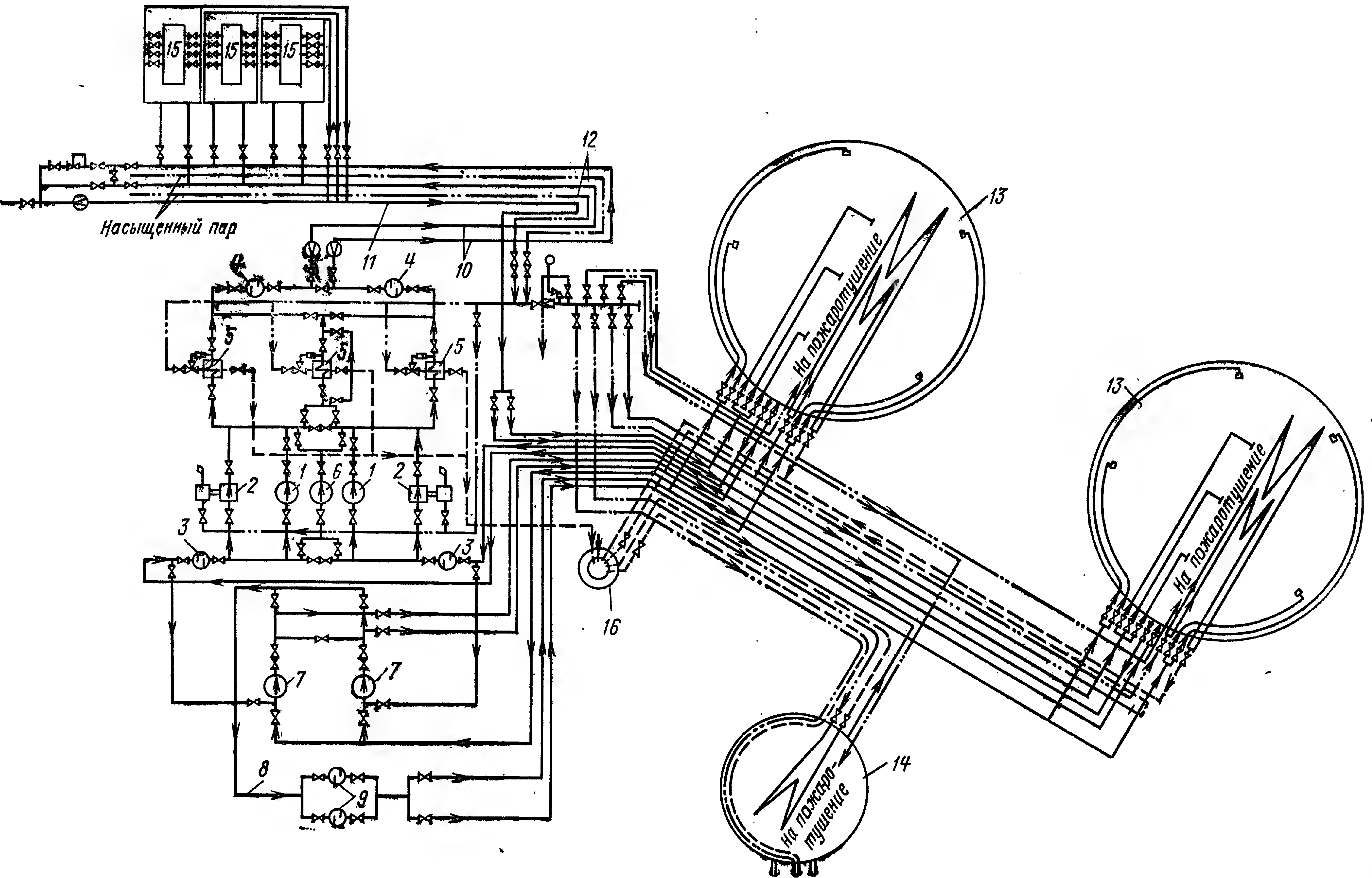


Рис. 7-9. Схема трубопроводов и размещение оборудования в мазутном хозяйстве, хранилищах и котельной.

1 — насос с электроприводом основной; *2* — паровой насос; *3* — фильтры грубой очистки; *4* — фильтры тонкой очистки; *5* — подогреватели мазута; *6* — насос для рециркуляции; *7* — перекачивающие насосы; *8* — трубопровод для очистки баков; *9* — фильтры грубые; *10* — мазутопровод напорный; *11* — мазутопровод сливной; *12* — паропроводы к мазутному хозяйству; *13* — наземные мазутохранилища; *14* — подземный промежуточный бак; *15* — паровые котлы; *16* — дренажный колодец.

к фильтрам тонкой очистки *4* и далее через измерительное устройство по трубопроводам *10* к котлоагрегатам *15*. Неизрасходованное топливо по трубопроводу *11* сливается обратно в мазутохранилище *13*. Для перекачивания мазута из одной емкости в другую, например из приемной емкости *14*, установлены насосы *7*, подающие топливо по трубопроводу *8* через фильтры *9* в хранилища *13*. Насыщенный пар из котельной по двум паропроводам *12* поступает в коллектор, из которого направляется к подогревателям, к паровому приводу насосов, в греющие змеевики наземных хранилищ *13* и подземного хранилища *14*. Конденсат от подогревателей и из змеевиков в хранилищах стекает в колодец для дренажей *16*. В подогревателях мазут нагревается до 85—130°С в зависимости от марки мазута, типа форсунок и способа распыливания. В тех случаях, когда в мазут добавляются жидкие присадки, например присадка ВНИИНП, ВТИ, для борьбы с коррозией и отложениями на поверхностях нагрева, топливо следует нагревать до еще более высокой температуры. Для приема, хранения и смешивания с топливом жидких присадок должны быть предусмотрены соответствующие емкости и насосы. Конденсат, если он загрязнен топливом, должен быть собран в колодце *16* и затем, пройдя мазутоловушки и очистку, может быть сброшен в канализацию. Остатки топлива от очистки резервуаров, из мазутоловушек и других мест сжигают.

Твердое топливо — антрациты, каменные, бурые угли и торф — поступает по железной дороге с широкой или узкой колеей и доставляется автотранспортом и лишь изредка — водным путем. Наиболее крупные открытые железнодорожные вагоны (гондолы) с широкой колеей имеют грузоподъемность 60 т, они оборудованы со дна люками для разгрузки с каждой боковой стороны; средние вагоны (хопперы) имеют грузоподъемность 25 т и наклонное дно к люкам.

При подаче твердого топлива по узкой железнодорожной колее, что обычно применяется при использовании добытого поблизости торфа, грузоподъемность вагона составляет около 8 т; вагон имеет односкатное дно и оборудован шестью люками в сторону для разгрузки. При автотранспорте применяются самосвалы грузоподъемностью 2,5 т и более.

Все поступающее твердое топливо до разгрузки должно быть взвешено, если его суточный расход превышает 20 т; при суточном расходе топлива в 250 т и более топливо взвешивается и при подаче со склада в бункера котельной. При поступлении топлива на территорию котельной по железной дороге для его разгрузки сооружаются устройства, которые позволяют принять часть или весь железнодорожный состав, разгрузить и очистить вагоны от остатков топлива, а затем отправить порожние вагоны на железнодорожную станцию. Устройство, на котором проводят перечисленные работы, называют **разгрузочной эстакадой**.

Простейшей открытой эстакадой является насыпь высотой от 1,0 до 2,8 м с уложенными на ней железнодорожными путями (рис. 7-10). Длина такой эстакады определяется суточным расходом топлива в котельной при средней температуре самого холодного месяца. Если этот расход менее 250 т, то длина эстакады принимается по согласованию с управлением железной дорогой обычно для одновременной разгрузки 2—3 вагонов в 30—50 м; при расходе от 250 до 750 т длина эстакады равна ~300 м. При наличии эстакады разгрузка топлива должна проводиться в сторону топливоподачи и склада, т. е. быть двусторон-

ней. В некоторых случаях вместо эстакады сооружаются закрытые разгрузочные сараи.

Топливо из вагона попадает в бункера топливоподачи и далее транспортируется на склад или в бункера котельной. В закрытых разгрузочных сараях осуществляются размораживание топлива, дробление на решетках крупных кусков и удаление посторонних предметов (металлических и деревянных); сараи оборудуются механизированными приспособлениями для открытия и закрывания люков вагонов, а также для механической их очистки. Стоимость закрытых разгрузочных сараев высока, вследствие чего их применяют в особых условиях (климат с высокой влажностью и при расходе топлива больше 2000—3000 т в сутки). Разгруженное из железнодорожных вагонов топливо

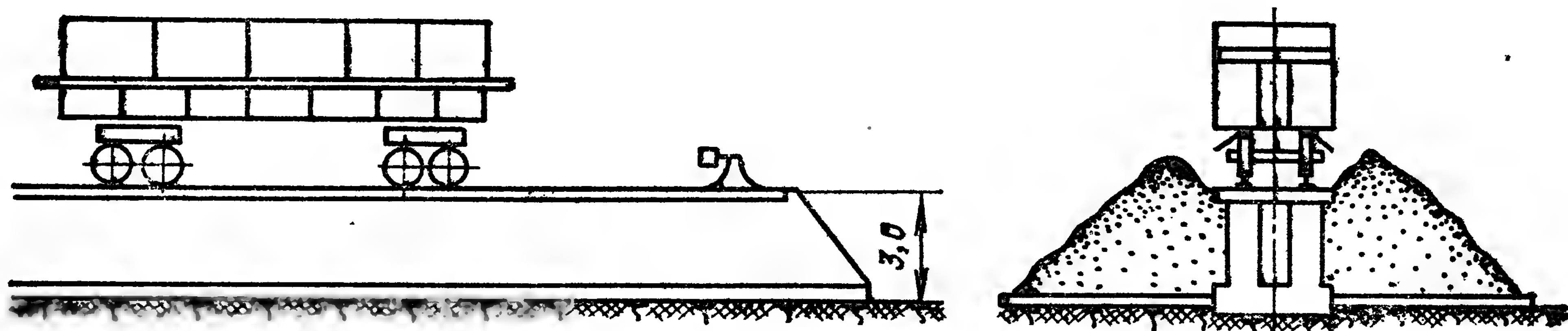


Рис. 7-10. Открытая эстакада для разгрузки топлива из железнодорожных вагонов.

поступает на базисный склад, который может обслуживать несколько котельных, или на расходный склад для данной котельной. Емкость расходного склада определяется способом доставки топлива: по железной дороге — не более двухнедельного запаса максимального суточного расхода; автотранспортом — не более недельного. Если базисные склады расположены на большом расстоянии от котельной (дальше 10 км) или отсутствуют в районе, а также при доставке топлива водным путем емкость расходного склада увеличивают для создания запаса на 1—2 мес. При сжигании в котельной торфа, поставляемого с места его добычи на расстояние до 15 км, или расположении котельной установки на территории торфяных предприятий расходные склады не выполняют.

Территория открытого расходного склада должна быть спланирована так, чтобы имелся уклон в сторону дренажных канав, служащих для отвода атмосферных осадков. Отметка нижнего слоя топлива должна быть на 0,5 м выше наивысшего уровня грунтовых вод. Если почва территории, отведенной под склад, песчаная, илистая или торфяная, то поверхность земли необходимо покрыть несколькими слоями шлака, глинобетона на шлаке, уплотнить укаткой и только после этого складировать топливо на покрытии. Применять для покрытия асфальт или дерево нельзя, так как топливо при хранении может разогреваться. Закрытые расходные склады для твердого топлива располагаются в одной ячейке здания котельной с торца расширения и допускаются только для котельных небольшой производительности менее 5,8 МВт (до 5 Гкал/ч), расположенных в стесненных условиях среди населенной местности, а также в некоторых особых случаях, например

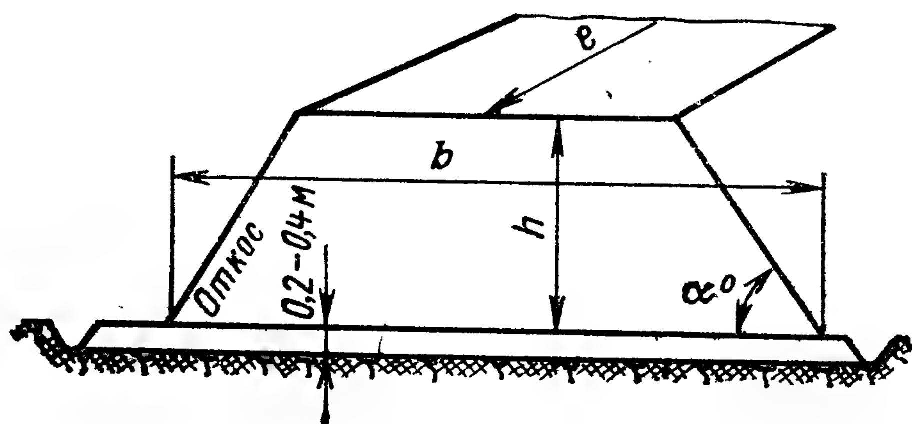


Рис. 7-11. Штабеля твердого топлива на складе.

при расположении котельной на территории предприятий, применяющих кондиционированный воздух, и иногда в районах Крайнего Севера.

Для механизации погрузочно-разгрузочных работ и перемещения твердого топлива на открытых складах топлива используются погрузчики, бульдозеры и краны-перегружатели для укладки топлива в штабеля и подачи в котельные. Штабеля могут иметь произвольные размеры для всех видов углей при наличии на складе крана-перегружателя, скрепера и нескольких железнодорожных путей. При малой механизации целесообразно штабеля выполнять с размерами, условно показанными на рис. 7-11, и данными, приведенными в табл. 7-1.

Таблица 7-1

Размеры штабелей для различных топлив

Вид топлива	Размеры штабеля, м		
	Ширина b	Высота h	Длина l
Бурые и каменные угли с $V^{г}>25$ %	$\leqslant 20$	$\leqslant 2,5$	Не ограничена
Каменные угли тощие	Размеры не ограничены		
Антрациты и полуантрациты	То же		
Торф	$\leqslant 30$	По углу естественного откоса	$\leqslant 125$

Расстояние между подошвами соседних штабелей должно быть для бурых и каменных углей не менее 1 м при высоте штабеля до 3 м и не менее 2 м при бо́льшей высоте. Торф укладывают в штабеля с расстоянием между их подошвами не менее 5 м и 20 м между торцами. От железной дороги штабеля следует размещать на расстоянии не меньше 5 м и от автодороги — не меньше 2 м.

С расходного склада в котельную твердое топливо подается с помощью механизмов и устройств.

Комплекс механизмов и устройств, которые перемещают топливо со склада в котельную, называют *топливоподачей*.

Простейшей топливоподачей являются бульдозер-погрузчик и автопогрузчик с ковшом. Такой способ подачи топлива пригоден при максимальной теплопроизводительности котельной $\leqslant 5,8$ МВт (до 5 Гкал/ч), работающей на высококалорийном и сортированном топливе, так как при этом отсутствуют удаление металлических и других посторонних предметов и дробление крупных кусков. Для котельных большей производительности применяются механизированные топливоподачи, имеющие оборудование для транспорта и дробления твердого топлива.

Наиболее простой из механизированных топливоподач является устройство, имеющее дробилку и ковшовый подъемник Шевьева с емкостью ковша 0,5 м³ (рис. 7-12). Топливо с помощью бульдозера или погрузчика подается в расположенный на нулевой отметке приемный бункер, из которого поступает в винтовую дробилку и затем в расположенный ниже бункер; отсюда дробленое топливо периодически насыпается в ковш *1*. Ковш с помощью троса *2* перемещается до бункера котельного агрегата *3* и, опрокидываясь, засыпает в него топливо.

Привод ковша осуществляется однобарабанной лебедкой *4* с электродвигателем мощностью ~11 кВт. Ковш может перемещаться на

длину и высоту до 65 м со скоростью 0,5 м/с. Ковш имеет емкость 0,5—0,75 и 1,0 м³. Производительность такой установки топливоподачи зависит от емкости ковша — при дробленом топливе и при ходе ковша в 25 м она составляет 10,5; 16 и 20 т/ч, а при ходе ковша 65 м — 4,5; 7,0 и 9,5 т/ч; при недробленом угле она ниже в 1,5—2 раза. По производительности топливоподача с винтовой дробилкой может обеспечить при двухсменной работе котельную с производительностью до 23 МВт (20 Гкал/ч).

В более крупных котельных чаще применяют топливоподачу с ленточным конвейером, схема которого дана на рис. 7-13. Ленточные конвейеры состоят из опорной металлической конструкции *1*, на одном конце которой расположен вращаемый электродвигателем через ре-

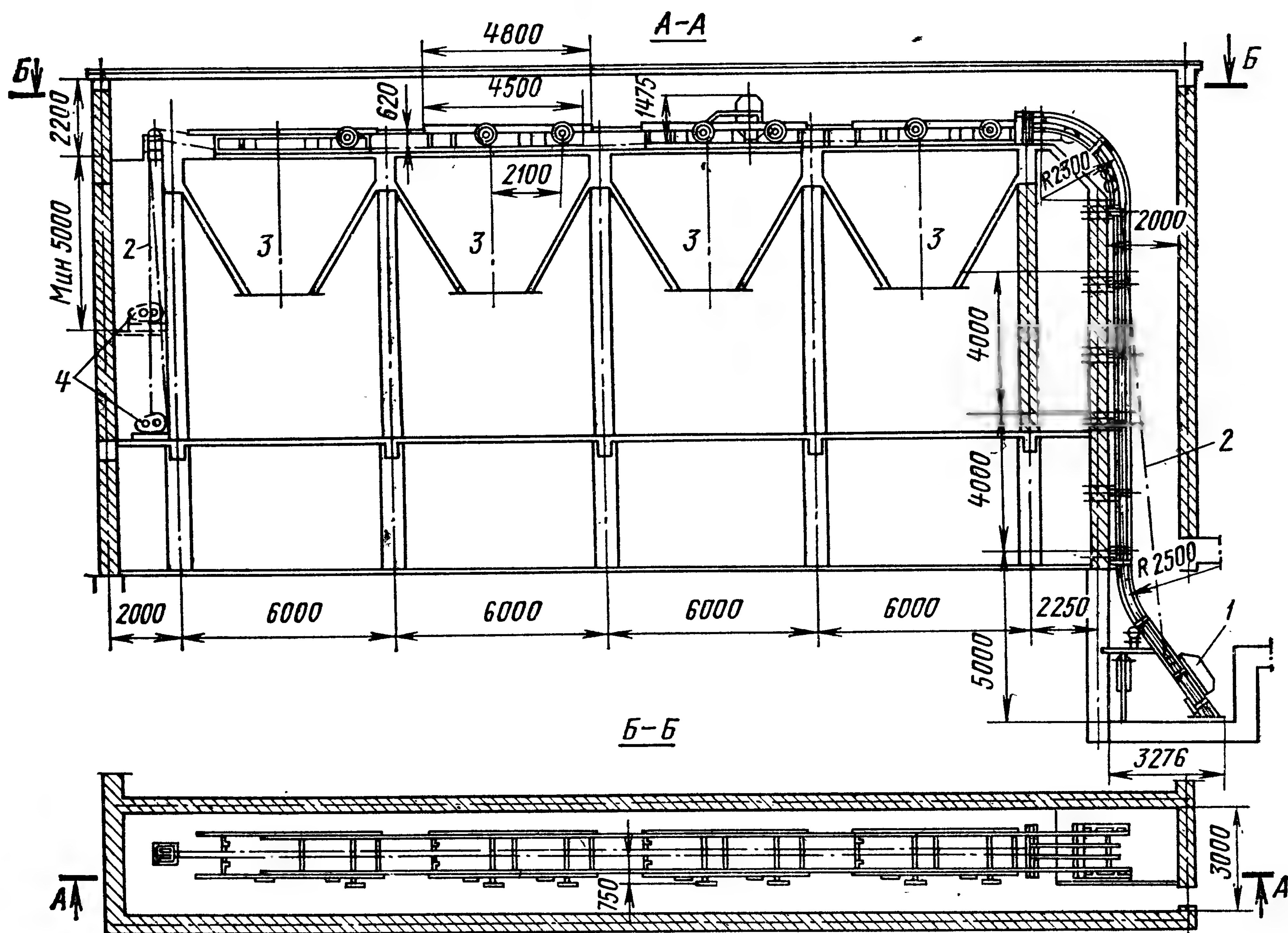


Рис. 7-12. Топливоподача с дробилкой и подъемником Шевьева.

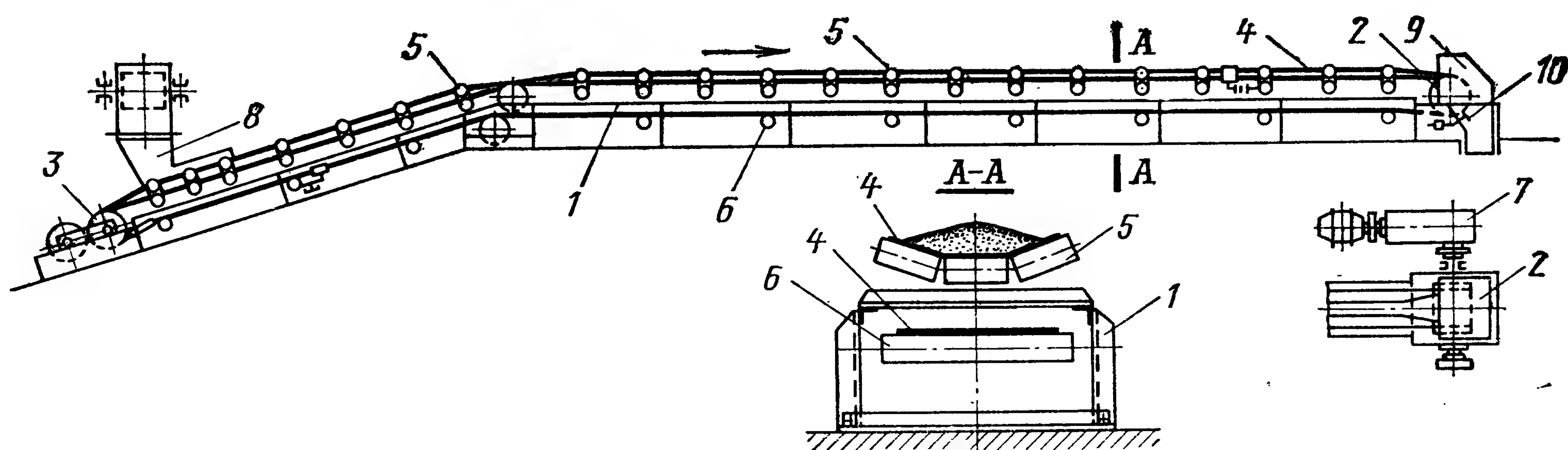


Рис. 7-13. Ленточный конвейер стационарного типа.

дуктор 7 приводной барабан 2 с встроенным в него электромагнитом для удаления из угля стальных предметов. Иногда барабан с электромагнитом устанавливается ниже приводного, и к нему направляется поток топлива. На другом конце конструкции имеется второй натяжной барабан 3, который может перемещаться в горизонтальных направляющих и натягивать с помощью груза ленту конвейера. В верхней части конструкции помещены на небольшом расстоянии друг от друга (1,0—1,5 м) специальные ролики 5, на которые опирается нагруженная топливом лента 4. В местах поступления на ленту топлива 8 расстояния между роликами уменьшают в 2—3 раза. В нижней части конструкции имеются ролики 6, поддерживающие ленту от провисания; их устанавливают на расстоянии друг от друга в 2—3 м. Верхние ролики 5 чаще всего образуют лоток для увеличения нагрузки ленты. Топливо с ленты удаляется в точке 9, а металл в точке 10. Ленточные конвейеры устанавливаются для подачи топлива со склада к грохотам и дробилкам и для транспорта в бункера котельной. В местах пересыпки устанавливаются грохоты и дробилки, а перед ними — электромагнитные сепараторы в виде барабана или на подвесках. Угол наклона конвейера зависит от вида топлива и принимается для угля в пределах 16—20°. Скорость движения прорезиненной ленты конвейера выбирается обычно в пределах от 1,0 до 2,0 м/с и во всех случаях не более 3,0 м/с.

Ширина ленты b, мм, принимается для рядового топлива

$$b=2d+200 \tag{7-52}$$

и сортированного

$$b=3{,}3d+200, \tag{7-53}$$

где d — размер наиболее крупного куска, мм, после прохода топлива через решетку топливоподачи и дробилку.

Если конвейер ставится наклонно, то его производительность меньше из-за возможности скатывания топлива и составляет 0,90—0,95 при угле наклона в 10—15° и 0,85—0,90 при угле наклона 15—18° от производительности горизонтального конвейера. Такие конвейеры для топлива выпускаются с шириной ленты от 400 мм и больше, длиной от 100 до 400 м. Лента изготовляется из специальной хлопчатобумажной ткани (бельтинг). Ткань пропитывается резиной и укладывается в несколько слоев, соединяемых способом вулканизации. Затем лента для защиты покрывается со всех сторон резиной.

При открытом способе добычи топлива, когда его куски могут достигать размера в 900 мм, на складе рекомендуется устанавливать для предварительного дробления валково-зубчатые дробилки. Валково-зубчатые или винтовые дробилки устанавливают при слоевом сжигании, а при камерном способе — молотковые. Расход энергии на дробление угля составляет от 0,15 до 1,5 кВт·ч/т. При размоле торфа в молотковых мельницах дробилки не устанавливают; если сжигается фрезерный торф в топках Шершнева, то дробилки необходимы.

Для уменьшения расхода энергии на дробление топлива следует из топлива до дробилок грохотами отделить мелкие фракции. По конструкции грохоты делятся на неподвижные и вибрационные. Неподвижные грохоты состоят из стальных полос трапецеидальной формы, установленных после конвейера до входа топлива в дробилку. Угол наклона полос к горизонтали принимают равным 35—55°. Ширина щелей между полосами принимается равной 20—30 мм. При высоковлажных топливах, содержащих, например, включения глины, необ-

ходима очистка щелей, для чего имеются механизированные приспособления.

В установках малой и средней производительности, как правило, удается обойтись неподвижными грохотами с ручной, а на влажных топливах — с механизированной очисткой. Производительность грохота и дробилки должна быть одинаковой с производительностью ленточного конвейера. Материалы для расчета перечисленных элементов можно найти в [Л. 18].

При засорении топлива древесиной, особенно при сжигании фрезерного торфа, до дробилок устанавливаются щепоуловители. Над бункерами котельной для удаления топлива с лент применяют так называемые плужковые сбрасыватели. Двигатели подачи топлива в бункера котельной имеют блокировку, которая выключает все двигатели при останове одного из них. Крупные топливоподачи автоматизируются.

Расположение топливного хозяйства на плане для котельной со слоевыми механическими топками и тремя котлами по 5,6 кг/с (20 т/ч) с топками для сжигания карагандинских бурых углей показано на рис. 7-14. Топливо поступает в железнодорожных вагонах на эстакаду *1*, сгружается на склад в штабеля *2* с помощью бульдозера-погрузчика *3* или подается им же к приемному бункеру *5* наклонного ленточного конвейера *6*. По конвейеру *6* топливо поступает в дробильное помещение *7*, где, пройдя магнитный барабанный сепаратор и грохот *4*, поступает в двухвалковую зубчатую дробилку, а затем в узел пересыпки на ленточный конвейер *8*, подающий дробленое топливо в бункера котельной *9*. С ленты этого конвейера топливо снимается с помощью плужковых сбрасывателей. Поступающее топливо имеет куски размером до 200 мм. На складе содержится 15-суточный запас топлива. Длина фронта разгрузки топлива равна длине шести вагонов. Ширина лент конвейера 650 мм; погрузчик-бульдозер типа Д-443; дробилка двухвалковая зубчатая производительностью до 16,7 кг/с (60 т/ч); производительность тракта топливоподачи 16,7 кг/с (60 т/ч).

При необходимости применения закрытых сараев, как видно из рис. 7-15, топливо, разгружаемое в закрытом сарае *10* из вагона *11*, попадает на решетки и в приемные бункера *12*, затем пластинчатым конвейером *13* передается на ленточный конвейер *6* и далее перемещается в котельную по той же схеме с помощью механизмов и устройств, показанных на рис. 7-14.

Компоновка устройств, сооружений и механизмов топливного хозяйства здесь иная: вагоны с топливом перемещаются по железнодорожным путям с помощью лебедки с электроприводом *14*; на ленточном конвейере до дробилок имеются горизонтальный участок *6а* и плужковые сбрасыватели, позволяющие через отверстия в полу галереи сбрасывать топливо на склад. Склад для компактности размещается по одну сторону от железнодорожных путей. При подаче со склада бульдозером-погрузчиком *3* топливо попадает в приемный бункер *5*, расположенный рядом с закрытым разгрузочным сараем *10*. В котельных с расходом топлива до 14 кг/с (50 т/ч) топливоподачи выполняют одиночными; при бóльшем расходе и запасе топлива в бункерах котельной меньше чем на 16 ч топливоподача должна состоять из двух ниток и предусматривать возможность передачи топлива с одной нитки на другую.

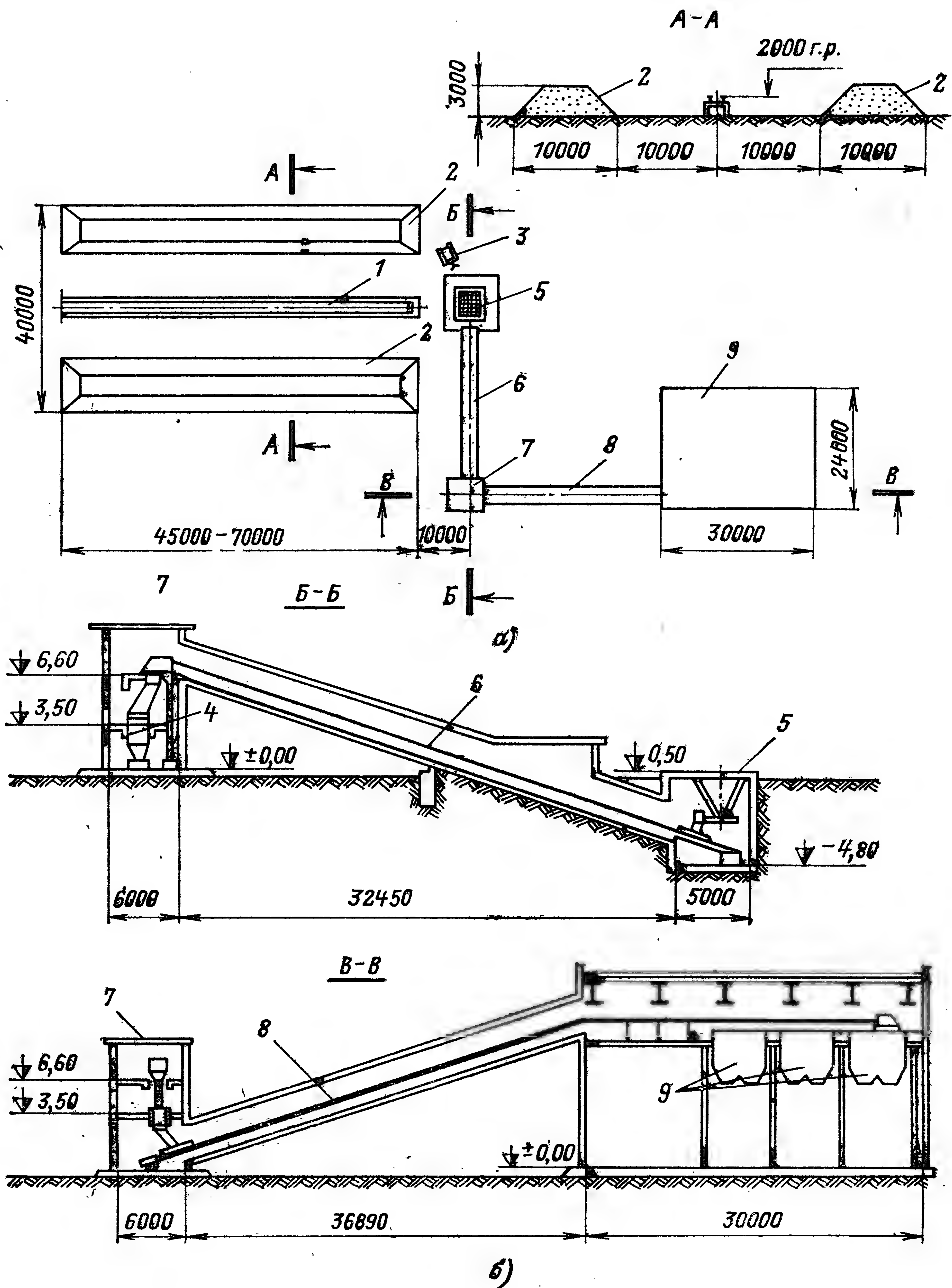


Рис. 7-14. План и компоновка топливного хозяйства котельной производительностью 16,8 кг/с (60 т/ч); топливоподача с ленточными конвейерами.

а — план и поперечный разрез по складу; *б* — разрезы по топливоподаче.

Обычно топливное хозяйство работает в две смены — утреннюю и вечернюю; при двухсменной работе запас топлива в бункерах котельной должен быть не менее, чем на 10 ч работы.

В слоевых топках (механизированных) топливо сжигается удовлетворительно при содержании кусков размером более 20 мм не больше

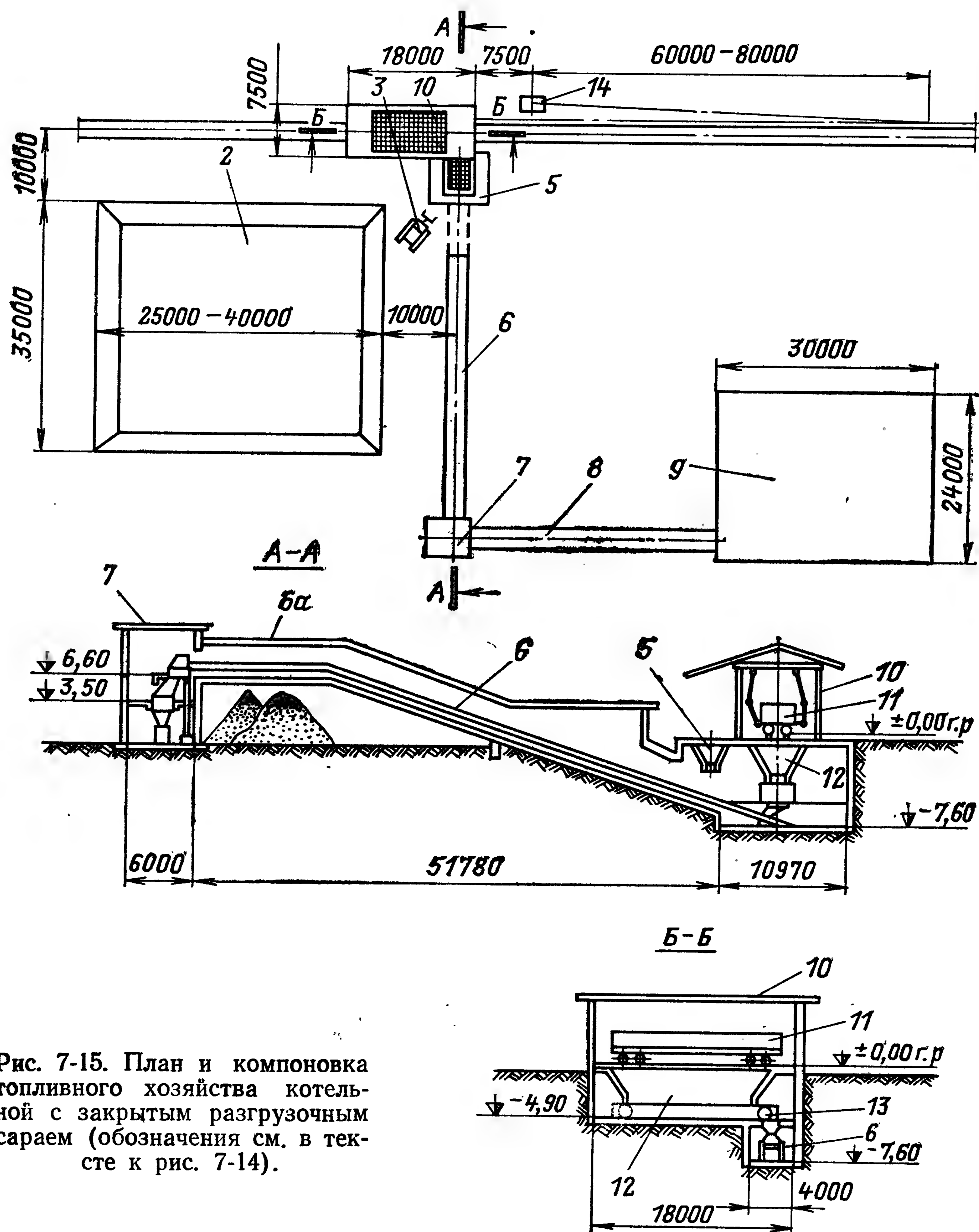


Рис. 7-15. План и компоновка топливного хозяйства котельной с закрытым разгрузочным сараем (обозначения см. в тексте к рис. 7-14).

5%, а мелочи с 0—6 мм меньше 60% и пыли — 0,09 мм до 2,5%. При дроблении рядовых углей мелочи получается больше 60%, поэтому в слое лучше сжигать грохоченое топливо.

Мелкое и влажное топливо имеет большой угол естественного откоса, худшую сыпучесть и склонность к застреванию в местах его пересыпки или зависанию в бункерах. Во избежание зависаний топлива в бункере угол наклона его стен должен составлять для углей 55°

и торфа — не менее 65°. Кроме того, необходимо предусматривать устройства для периодического обрушения образовавшихся отложений и сводов топлива.

7-5. ПРИГОТОВЛЕНИЕ ПЫЛИ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА В ПЫЛЕПРИГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ

При камерном сжигании твердого топлива до его размола размер куска должен быть не более 15 мм, остаток на сите с ячейкой 10 мм не больше 5% и на сите 5 мм до 20%, при замазывании грохота и дробилок допускается увеличение максимального размера куска до 25 мм. Чем мельче будет раздроблено топливо предварительно, тем меньше расход электроэнергии на его последующий размол.

Размол и подсушку топлива выполняют в **замкнутых или разомкнутых пылеприготовительных установках.**

В разомкнутых схемах пылеприготовления часть испарившейся влаги топлива и некоторое количество угольной пыли с помощью вентилятора удаляются в атмосферу.

Замкнутые схемы пылеприготовления могут быть оборудованы различными мельницами, сушка топлива осуществляется горячим воздухом или смесью его с топочными газами для получения высоких (больше 500°С) начальных температур сушильного агента. Влага топлива после его подсушки в виде пара сбрасывается в топочную камеру.

Выбор схемы пылеприготовления и типа мельницы зависит от свойств топлива: его коэффициента размолоспособности, начальной влажности, требуемого съема влаги, выхода летучих и содержания в топливе колчеданной серы, а иногда зольности (см. табл. 1-3).

Выбор и расчет пылеприготовления выполняют согласно [Л. 18], применяя индивидуальные системы с молотковыми, среднеходными мельницами и мельницами-вентиляторами.

Молотковые мельницы, так же как и молотковые дробилки, измельчают частицы топлива ударом била, перемещающегося со скоростью нескольких десятков метров в секунду и за счет удара топлива о броню. Конструкции молотковых мельниц с вводом воздуха по длине ротора — тангенциальной — показаны на рис. 7-16,*а* и в торцы его — аксиальной — на рис. 7-16,*б*. Молотковая мельница состоит из следующих элементов: ротора, состоящего из вала *1* с дисками *2*, на которых закреплены билодержатели *3* и била *4*; кожуха мельницы *5*, покрытого изнутри плитами (броней) *6*; течки *11*, через которую в мельницу поступает топливо; подшипников *7*, в которых вращается вал *1*; дверок *8*, открывающихся наружу для осмотра и ремонта ротора; коробов *12* для подачи в мельницу горячего воздуха; муфты *9*, соединяющей вал ротора с электродвигателем *10*, и сепаратора *13* того или иного типа для отделения готовой пыли и возврата крупных частиц.

В зависимости от места подвода воздуха мельницы соответственно обозначают буквами: молотковая мельница тангенциальная — ММТ и аксиальная — ММА. Частота вращения ротора составляет от 590 до 980 об/мин, а его размеры — диаметр от 1000 до 2600 мм и длина по наружным граням бил от 350 до 3360 мм. Эти величины: частота вращения ротора, диаметр и длина ротора, записанные дробью вместе с начальными буквами, характеризуют типоразмер молотковой мельницы: ММТ-1000/470/980 или ММА-1000/350/980 [Л. 13].

Если производительность молотковой мельницы меньше 5,5 кг/с (20 т/ч) по бурому углю, то рекомендуется установка молотковой аксиальной мельницы, а если больше, то тангенциальной.

Наиболее изнашиваемой деталью молотковых мельниц являются била, длительность работы которых от 200 до 1000 ч зависит от свойств топлива и материала, из которого они изготовлены. Молотковые мельницы применяют для размола каменных углей и продуктов их обогащения при большом выходе летучих, бурых углей, сланцев и фрезерного торфа; их производительность принято определять по бурому углю в пределах от 0,35 до 27,8 кг/с (от 2,7 примерно до 100 т/ч). Удельный расход электроэнергии на размол и подачу пыли в топочную камеру зависит от вида топлива и составляет от 4 до 16 кВт·ч/т топлива.

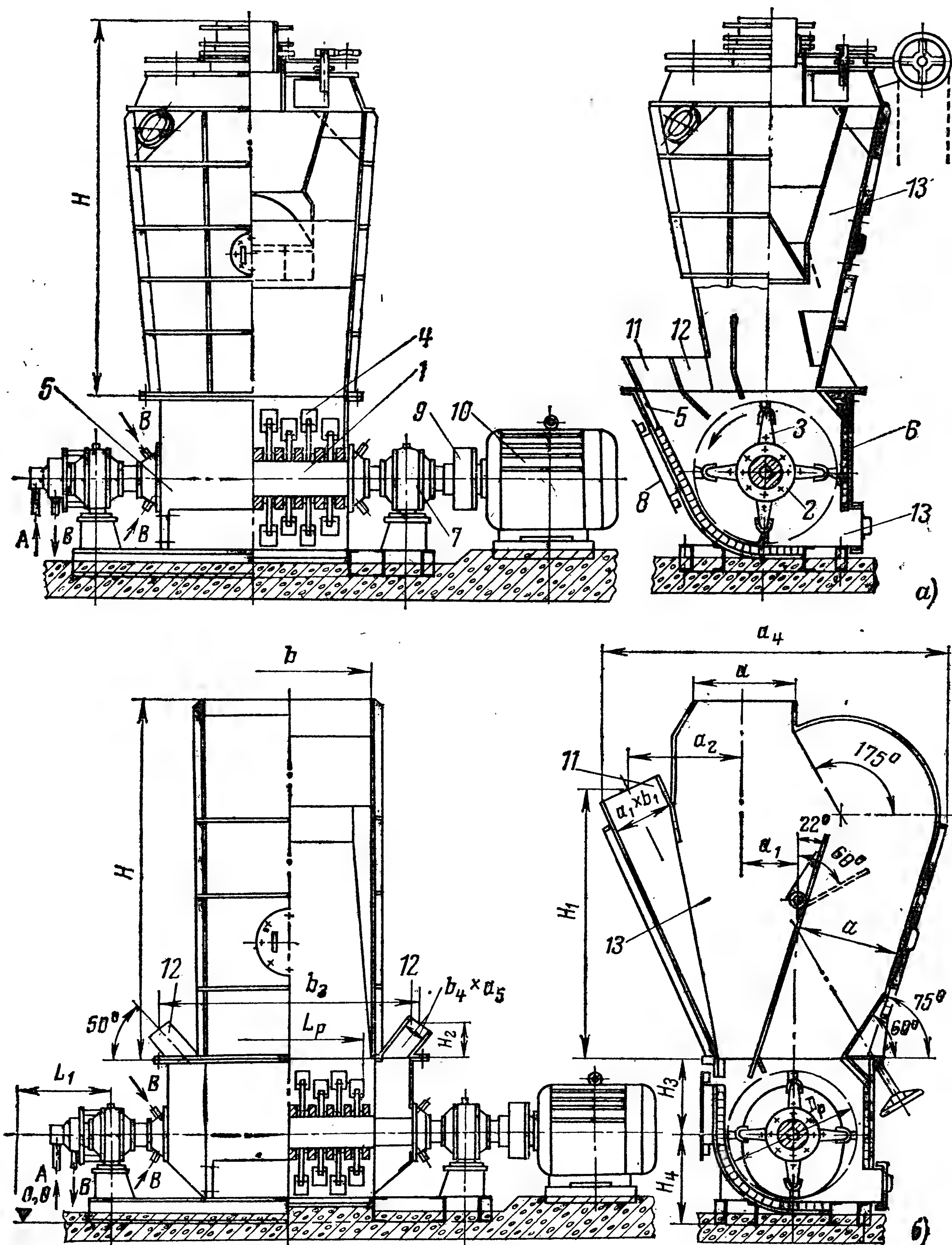


Рис. 7-16. **Молотковая мельница.**

а — тангенциальная; *б* — аксиальная.

При высокой влажности топлива и необходимости глубокой сушки (большом съеме влаги) для бурых углей и фрезерного торфа в СССР, а за границей для бурых углей, лигнитов, торфа и отходов мокрого обогащения каменных углей с высоким коэффициентом размолоспособности, кроме молотковых мельниц, применяют мельницы-вентиляторы (рис. 7-17).

Мельница-вентилятор размалывает топливо за счет его удара о лопатки ротора и броню кожуха. Топливо до входа в мельницу проходит через трубу-шахту, в которую засасываются дымовые газы из топочной камеры мельницей-вентилятором. В шахте топливо подсушивается и затем поступает вместе с горячим воздухом и газами — сушильным агентом — на размол.

Мельница-вентилятор (рис. 7-17,*а*) состоит из улиткообразного корпуса *1*, покрытого изнутри броней *2*, и ротора, сидящего на валу *3*. Ротор состоит из основного диска *4*, покрывающего диска *5* и лопаток *6*. Изнашивающаяся часть лопаток выполняется заменяемой. Вал ротора опирается на подшипники *7* и связан муфтой *8* с электродвигателем *9*. В корпусе *1* имеется дверка *10*.

Для некоторых видов топлива перед ротором мельницы-вентилятора устанавливают бильную часть *1*, аналогичную применяемой в молотковых мельницах, т. е. била на билодержателях, закрепленных в дисках (рис. 7-17,*б*) со своей муфтой *2* и электродвигателем *3*. Над корпусом мельницы-вентилятора расположен сепаратор *11*, в котором из потока пыли и сушильного агента отделяются крупные частицы и по течке *12* возвращаются в мельницу. При сушке топлива дымовыми газами в смеси с воздухом системы пылеприготовления менее взрывоопасны, чем при сушке, размоле и транспорте пыли с помощью горячего воздуха.

Так же как и у молотковых мельниц, условное обозначение мельниц-вентиляторов образуется из начальных букв и размеров диаметра ротора, ширины лопатки (мм) и частоты вращения (об/мин), например МВ-2100/800/735.

Мельницы-вентиляторы изготовляются с диаметром ротора от 900 до 2700 мм, шириной лопатки от 250 до 850 мм, частотой вращения от 1470 до 590 об/мин и производительностью от 1 до 15,3 кг/с (от 3,6 до 65 т/ч), если считать по бурому углю.

Мельница-вентилятор не требует установки дутьевой машины, так как сама создает суммарный напор (считая по чистому воздуху) от 2 до 3 кПа (200—300 кгс/м^2). Срок службы размалывающих лопаток у мельницы-вентилятора примерно одинаков со сроком службы у бил молотковой мельницы. Для смены изношенных деталей ротор чаще всего целиком снимают с вала, применяя специально оборудованный автопогрузчик. Расход электроэнергии на размол топлива в мельнице-вентиляторе зависит от вида топлива и составляет от 7,0 до 15 кВт·ч/т.

Недостатком мельниц-вентиляторов является сложность регулирования количества проходящего через нее сушильного агента без изменения производительности [Л. 13, 29].

Для размола каменных углей и полуантрацитов изготовляются среднеходные мельницы с валками, прижимаемыми к размольному столу системой рычагов с пружинами. Общий вид среднеходной мельницы этого типа показан на рис. 7-18.

Мельница состоит из следующих элементов: размольного стола *2*, соединенного с ротором электродвигателя *9* при помощи редуктора *1* и муфты *8*. На стол подаются дробленое топливо и возвращаемые из

сепаратора пыли крупные частицы топлива. Топливо за счет центробежной силы перемещается к краям размольного стола 2 и попадает под катящиеся по нему валки 4, которыми раздавливается и растирается; число валков равно двум или трем.

Валки расположены на неподвижной оси, закрепленной в устройстве, могущем поворачиваться на другой оси, связанной с корпусом мельницы 3. Эти устройства с помощью блока пружины 7 прижимают валки 4 к размольному столу 2. Валки смазываются маслом, идущим под давлением по трубкам 5. Усилие, прижимающее валок к столу, и зазор между ними можно изменять с помощью рычагов и блока пружин 7.

Горячий воздух подается по коробу в кольцевой канал вокруг размольного стола, лопатками распределяется по его окружности и, захватив частицы топлива, поступает по каналу 6 в сепаратор 10, где угольная пыль и частицы топлива разделяются.

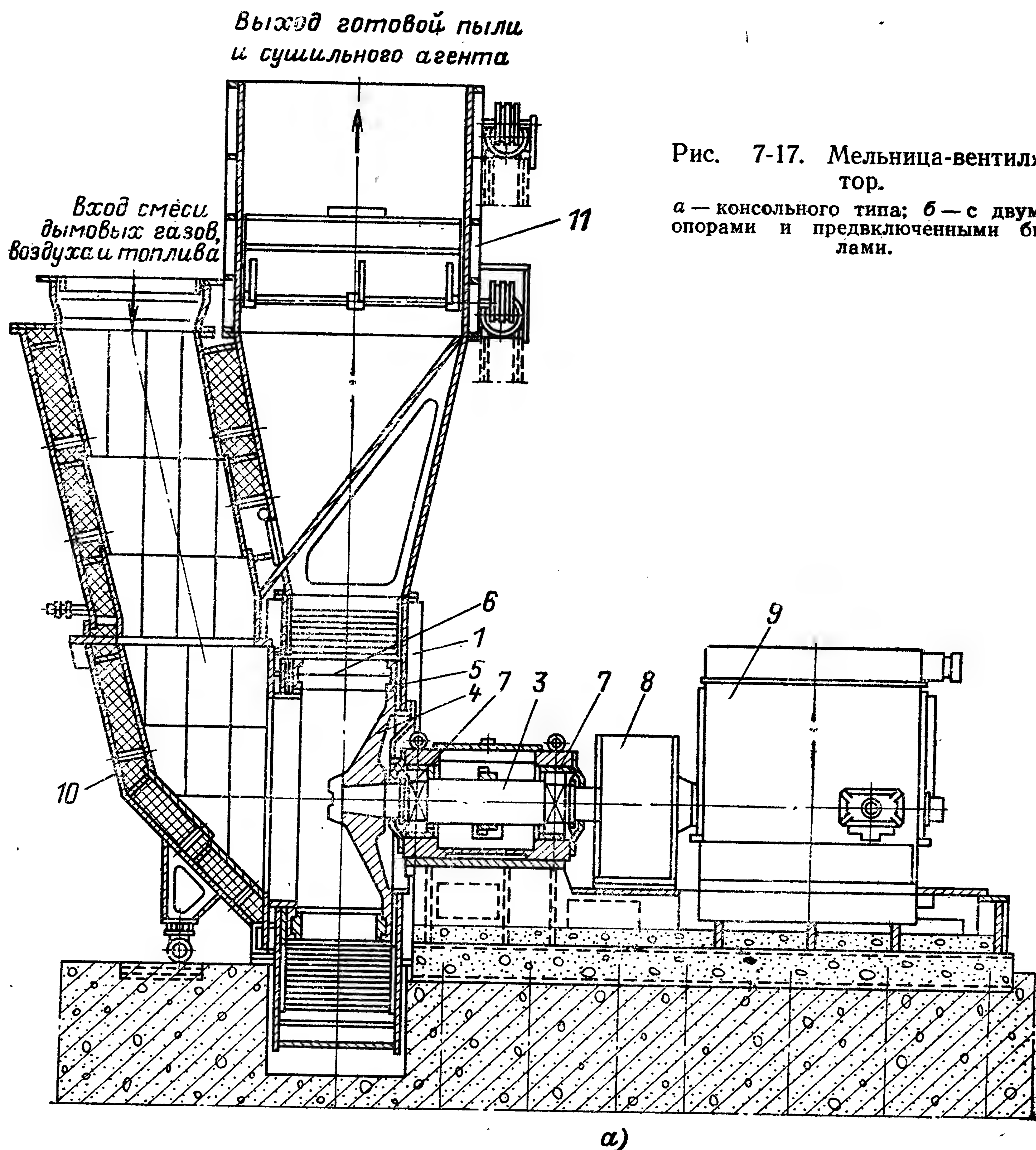
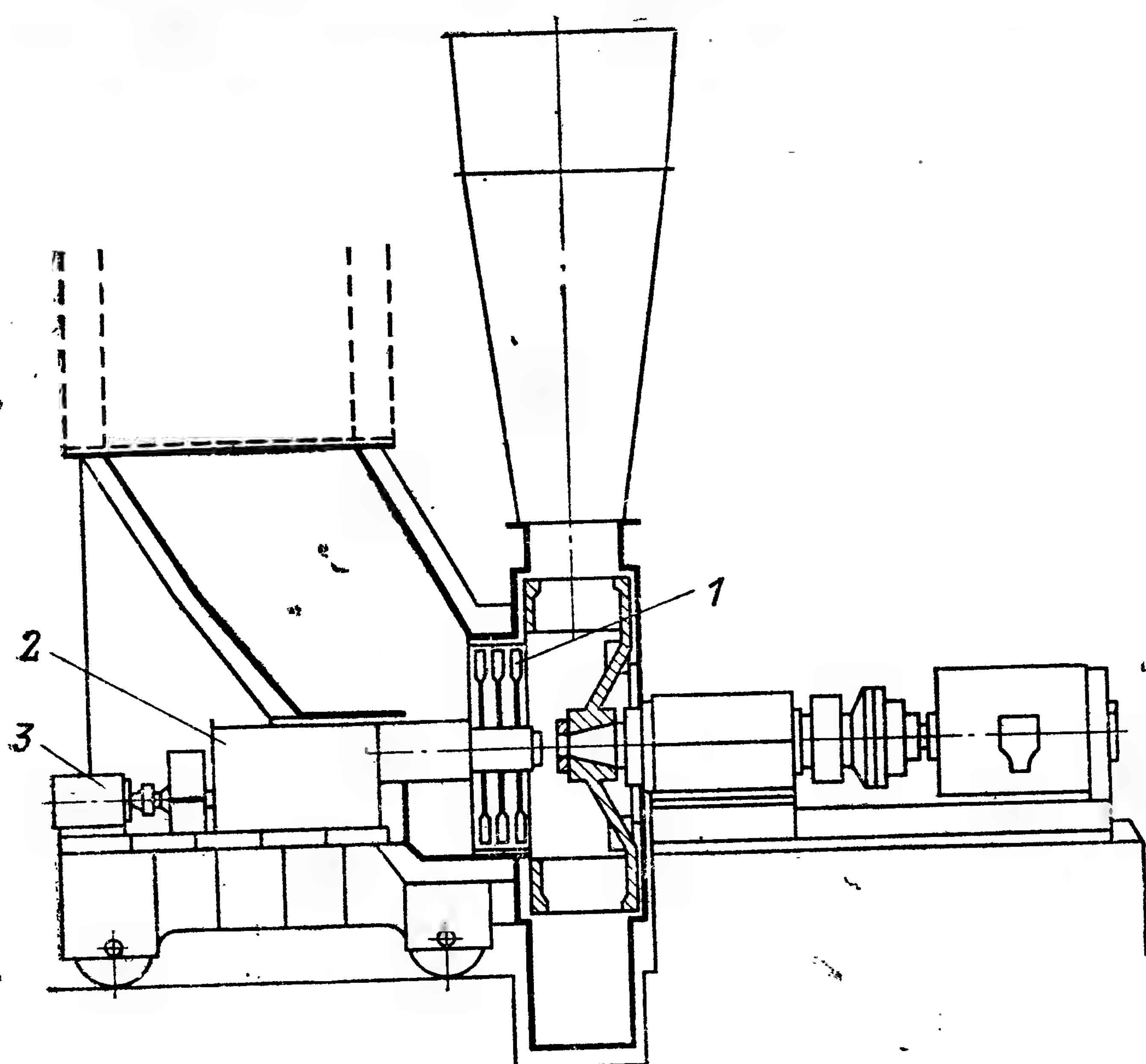
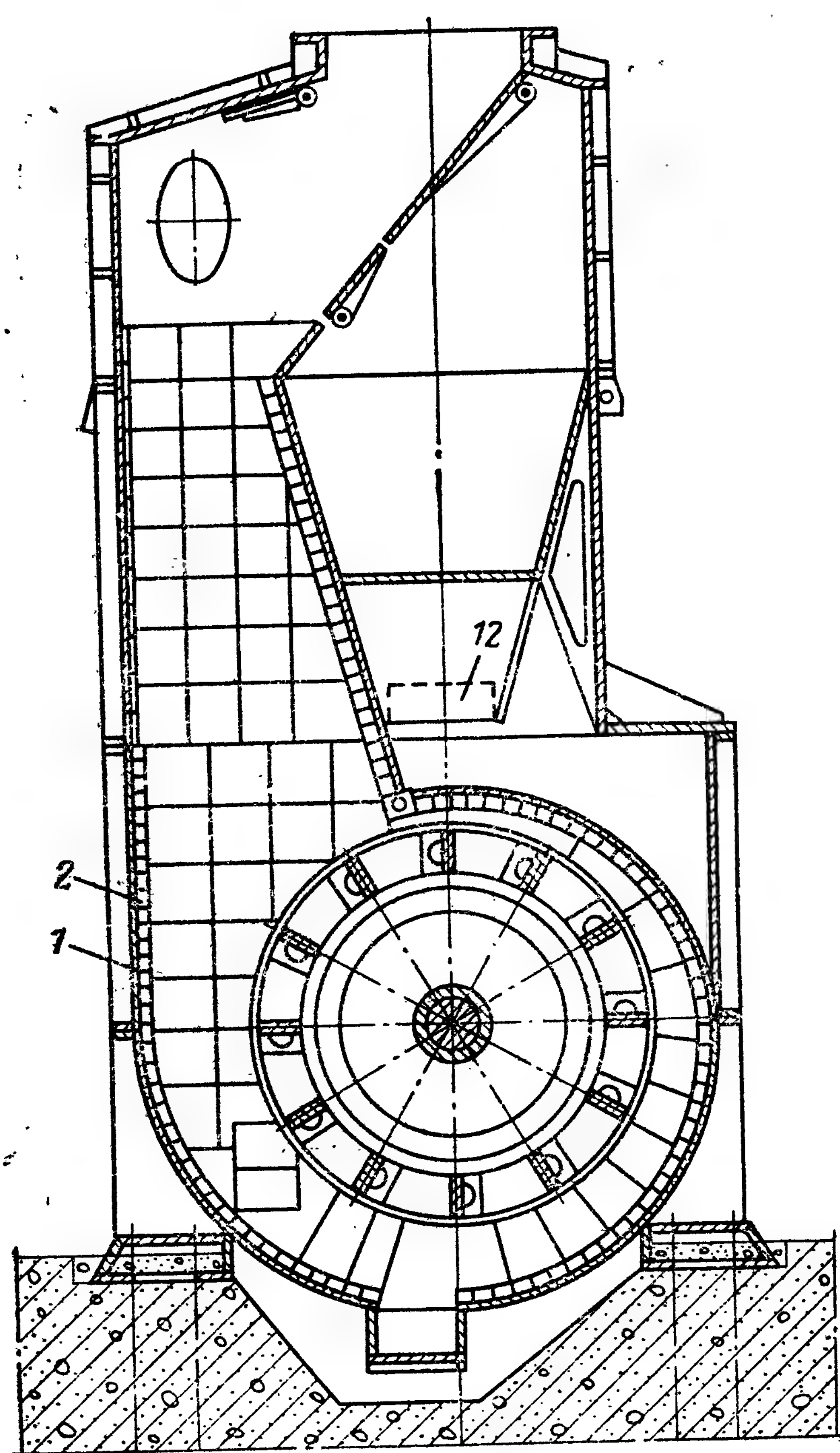


Рис. 7-17. Мельница-вентилятор.

а — консольного типа; *б* — с двумя опорами и предвключенными билами.





Примечание к рис. 7-17,*б*. Мельницы-вентиляторы с предвключенными билами имеют незначительное распространение из-за большой сложности конструкции: наличия двух консольных элементов — бильной и размольно-вентилирующей частей с большими опорно-упорными подшипниками и каждая со своим электродвигателем и другими устройствами. Перечисленные недостатки связаны не только с увеличенными затратами на такие агрегаты, но и с усложнением их обслуживания и особенно ремонтом.

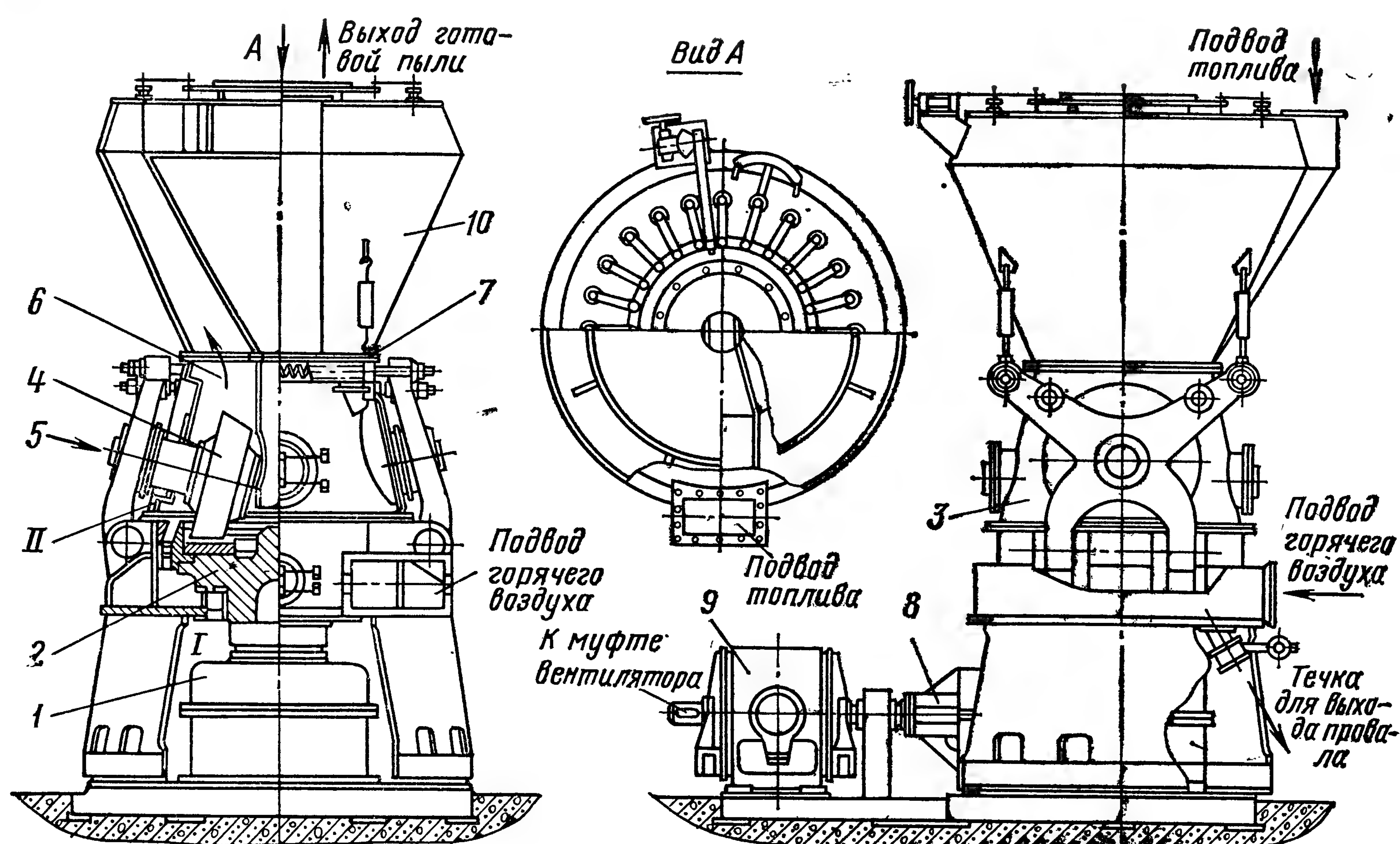


Рис. 7-18. Среднеходная валковая мельница.

Готовая пыль из сепаратора выносится в горелки тем же воздухом, для чего на одном валу с мельницей установлен вентилятор с плоскими лопатками. Крупные частицы неразмолотого топлива и попавшие с топливом куски металла, колчедана, породы, двигаясь под действием центробежной силы к краям стола, проваливаются между лопатками под размольный стол, сдвигаются в ловушки и удаляются через течки.

Производительность валковых среднеходных мельниц определяется по тощему углю с $K_{ло}=1,5$, при остатке на сите $R_{90}=13\%$ и составляет от 1,1 до 15,3 кг/с (от 4,0 до 55 т/ч).

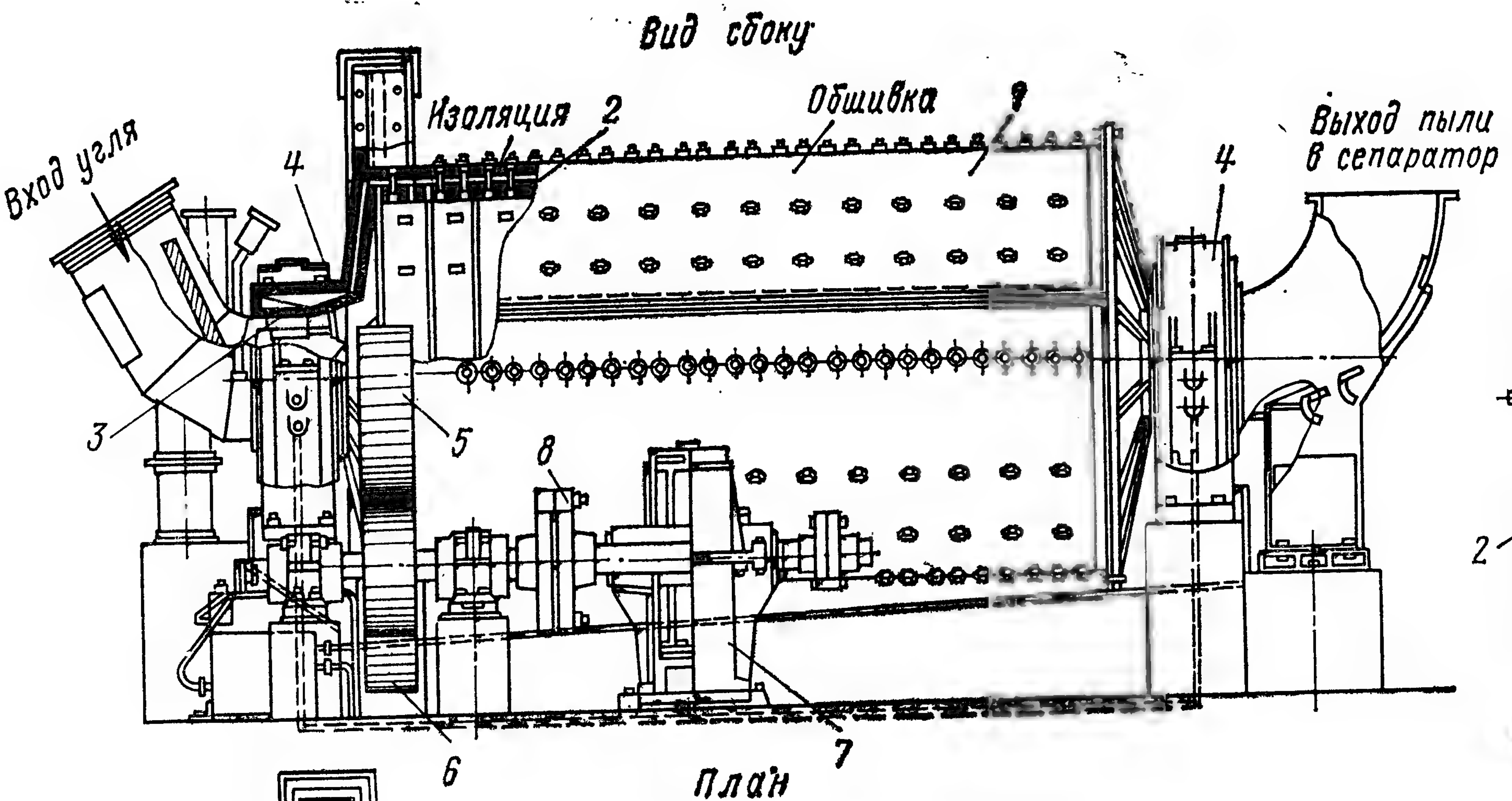
Мельницы применяются для размола сухих, малозольных топлив, они маркируются по диаметру размольного стола (см). Например, МВС-125 означает мельница валковая среднеходная с диаметром стола 125 см.

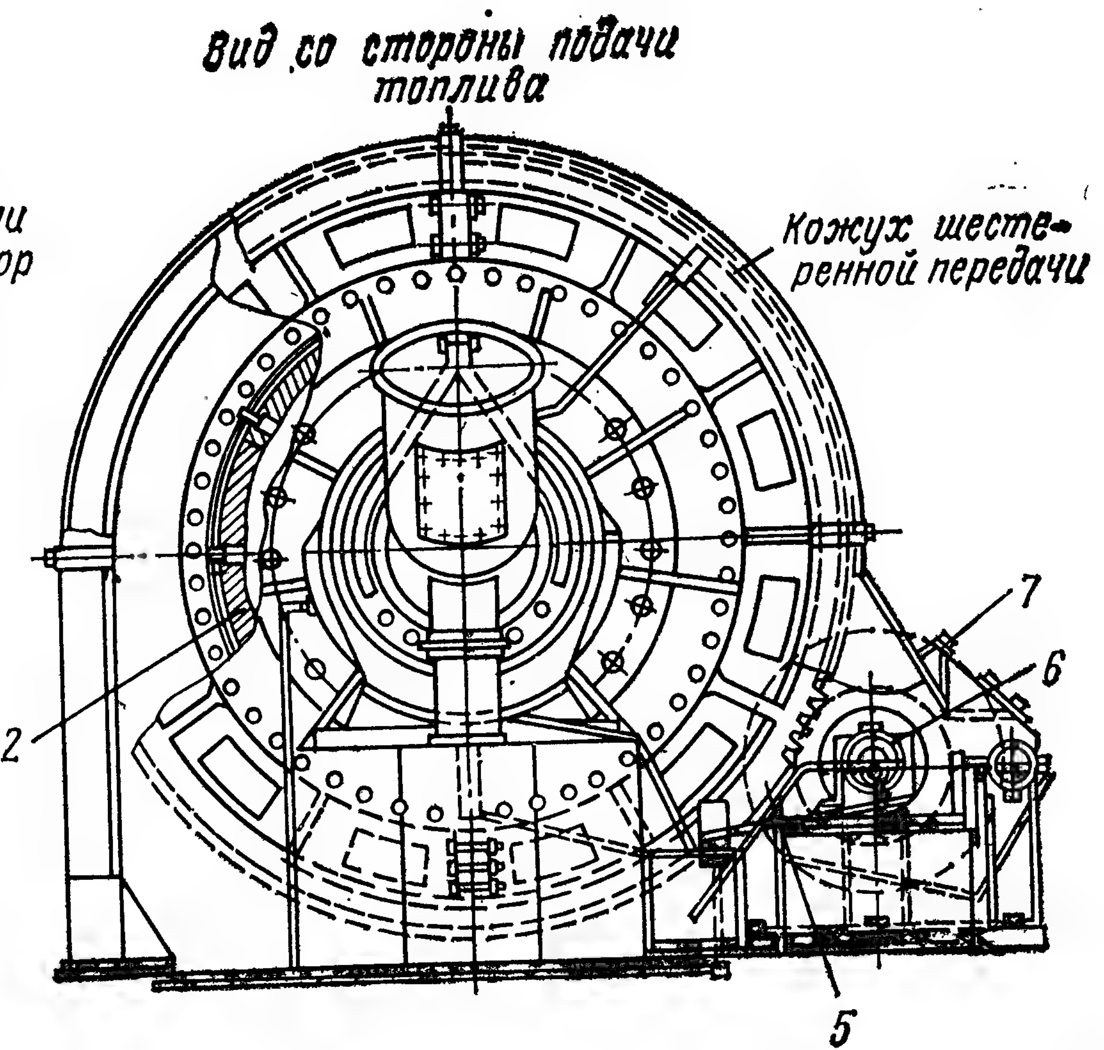
По конструкции валковые мельницы сложней молотковых, по габаритам практически одинаковы. Расход электроэнергии на размол у среднеходных мельниц составляет от 9 до 15 кВт·ч/т, на размол и транспорт пыли для разных топлив от 18 до 24 кВт·ч/т.

В крупных котельных, оборудованных большими агрегатами, и для размола топлив с низким коэффициентом размолоспособности $K_{ло}$ используются ш а р о в ы е б а р а б а н н ы е м е л ь н и ц ы.

Общий вид шаровой барабанной мельницы показан на рис. 7-19; мельница состоит из металлического цилиндрического корпуса *1*, защищенного изнутри броней *2*; оба днища цилиндра имеют патрубки-горловины *3*, которыми мельница опирается на подшипники скольжения *4*; к корпусу *1* прикреплен стальной обод, несущий привод мельницы — цилиндрическую или шевронную шестерню *5*, а в некоторых случаях — широкий шлифованный обод.

Для вращения шаровой барабанной мельницы с частотой вращения 17—23 об/мин используется ведущая шестерня *6* или ролик, насаженный на ось, которые связаны с редуктором *7*. Редуктор приводится в движение электродвигателем через специальную муфту *8*.





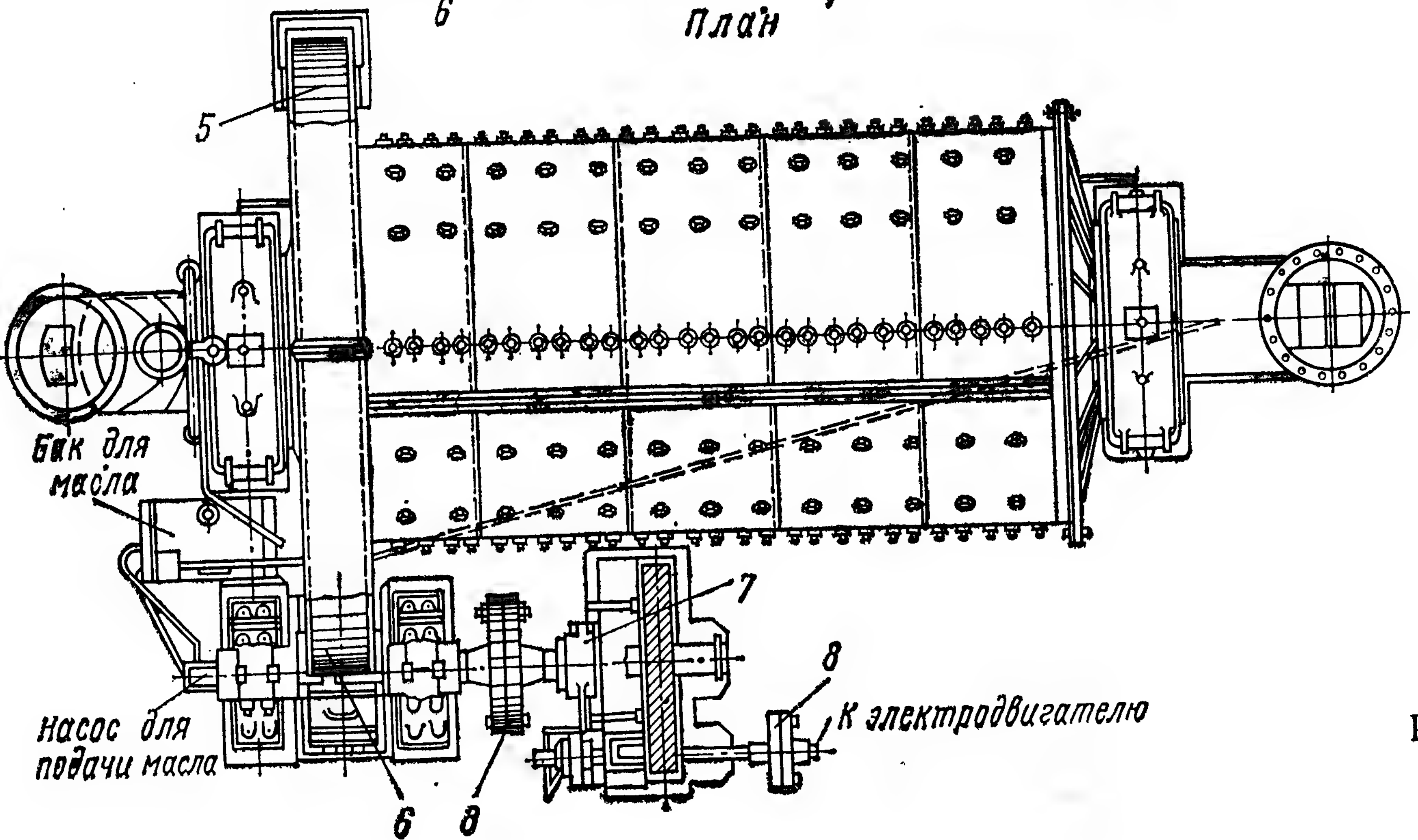


Рис. 7-19. Шаровая барабанная мельница с шестеренчатым приводом.

В полость барабанной мельницы загружаются стальные шары диаметром от 20 до 80 мм, которые при вращении барабана мельницы поднимаются броней и затем падают на топливо, разбивая и растирая его в пыль. Пыль из мельниц выносится воздухом, просасываемым через горловины и корпус мельницы в сепаратор. Отделившаяся пыль с воздухом поступает в циклон, а крупные частицы возвращаются вместе со свежим топливом через горловину в мельницу.

Масса вращающихся деталей и загруженных шаров в мельницу велика — от 9 до 5,5 т на каждую тонну размолотого топлива, что предопределяет удельный расход электроэнергии на помол, равный от 10 до 35 кВт·ч/т топлива. Вследствие этого шаровые барабанные мельницы применяют лишь для трудноразмалываемых топлив, чаще всего антрацитов. Шаровые барабанные мельницы не выходят из работы при попадании в них посторонних металлических предметов, породы и пр. Переборка и удаление износившихся шаров требуются относительно редко, а пополнение шаров может быть осуществлено в работающую мельницу.

Шаровые барабанные мельницы изготовляются на производительность от 1,1 до 20 кг/с (от 4 до 70 т/ч), если считать по размолу антрацитового штыба; они позволяют получать тонко размолотое топливо, надежны в эксплуатации, но имеют большие габариты, массу и требуют значительных капиталовложений.

В схеме приготовления пыли с установкой любой из указанных мельниц топливо из бункера сырого угля специальным питателем подается в мельницу. Питатели сырого угля бывают дисковыми, ленточными, пластинчатыми и скребковыми.

Для антрацитов, каменных и других сыпучих, незамазывающих углей применяют д и с к о в ы е п и т а т е л и. Для топлив влажных и склонных к замазыванию — бурых углей, отходов мокрого обогащения — целесообразно использование л е н т о ч н ы х и п л а с т и н ч а т ы х п и т а т е л е й, для фрезерного торфа лучше всего использовать п л а с т и н ч а т ы е и с к р е б к о в ы е п и т а т е л и.

Дисковые питатели состоят из горизонтального вращающегося стола-диска, на центр которого через телескопическую трубу поступает топливо. Над диском укреплен перемещающийся нож, отсекающий часть лежащего на диске топлива и сбрасывающий его в течку к мельнице.

Ленточные, пластинчатые и скребковые питатели состоят из двух приводных валов, барабанов или звездочек, применяемых в ленточных транспортерах и цепных решетках, на которые натянуты резиновые ленты, надеты цепи с пластинами или скребками. При перемещении скребков с разной скоростью и толщиной слоя изменяется количество топлива, идущего в мельницу. Производительность питателя принимают на 20% больше расчетной производительности выбранной мельницы.

Из мельницы размолотое топливо выносится сушильным агентом или первичным воздухом в сепаратор. Сепараторы по принципу действия принято подразделять на г р а в и т а ц и о н н ы е, и н е р ц и о н н ы е и ц е н т р о б е ж н ы е (или м е х а н и ч е с к и е).

В гравитационных крупные частицы топлива отделяются из потока за счет силы тяжести, инерционных — за счет сил инерции и центробежных — за счет центробежных сил.

Для отделения пыли от сушильного агента необходимы определенные величины скоростей потока первичного воздуха с пылью.

Для молотковых мельниц применяются гравитационные и инерционные сепараторы, для мельниц-вентиляторов используются инерционные сепараторы; для среднеходных мельниц устанавливаются центробежные механические сепараторы с вращаемыми электродвигателем элементами и, наконец, для шаровых барабанных мельниц устанавливаются сепараторы разных типов. Выбор типа сепаратора осуществляется при расчете и проектировании системы пылеприготовления.

Тонина помола топливной пыли в инерционных и центробежных сепараторах всех видов может быть изменена; в гравитационных она связана с количеством воздуха, требующегося для горения, т. е. с нагрузкой котлоагрегата и производительностью мельниц, и поэтому ее можно изменять в сравнительно узких пределах. Отделившиеся в сепараторе крупные частицы топлива за счет силы тяжести возвращаются в мельницу, а готовая пыль поступает в горелки.

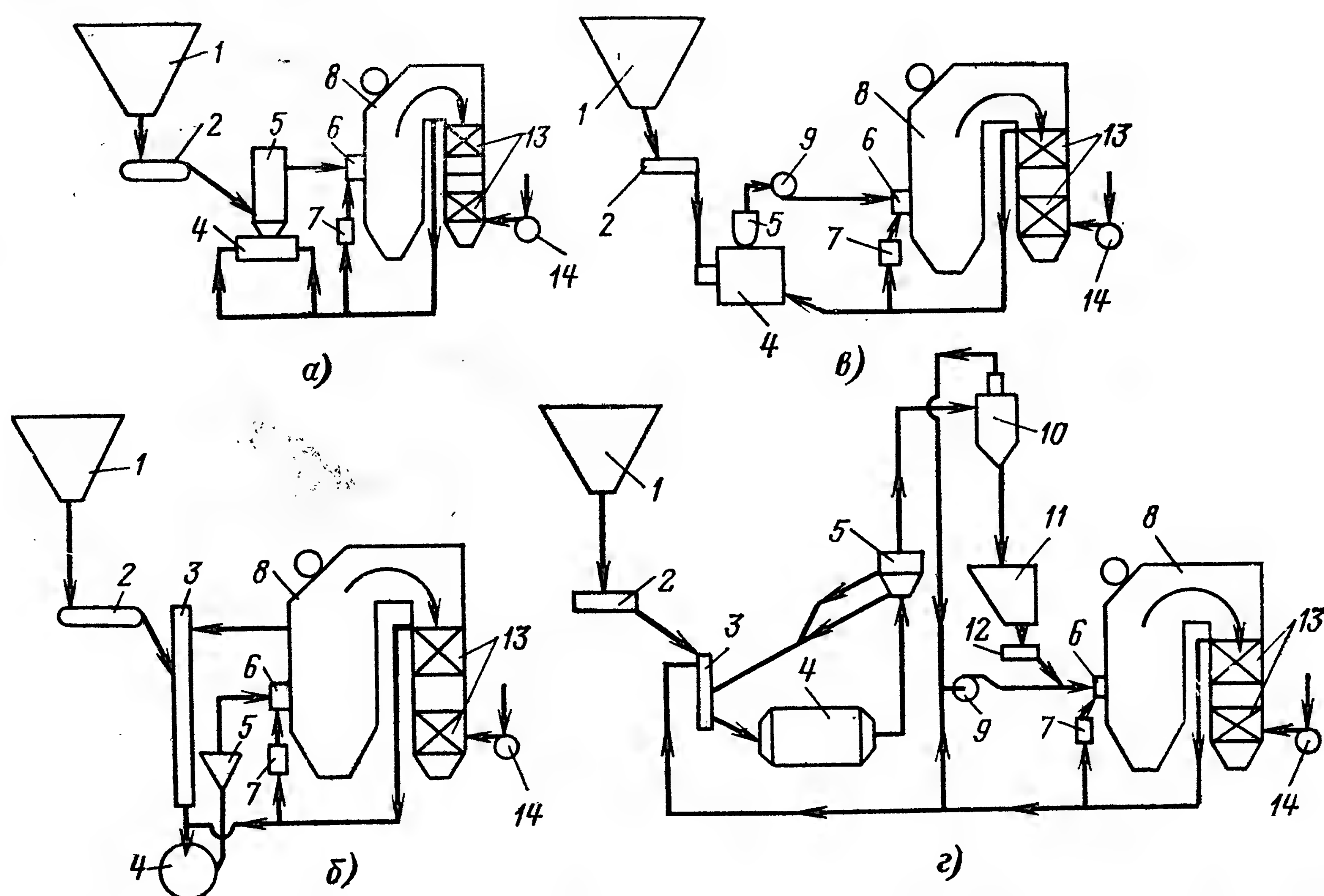


Рис. 7-20. Типичные замкнутые индивидуальные схемы приготовления пыли твердого топлива.

а — с молотковыми мельницами и сушкой топлива горячим воздухом; *б* — с мельницей-вентилятором и сушкой дымовыми газами из топочной камеры; *в* — с среднеходной мельницей и сушкой горячим воздухом; *г* — с шаровой барабанной мельницей и сушкой горячим воздухом; *1* — бункер сырого топлива; *2* — питатель сырого топлива; *3* — шахты для подсушки топлива; *4* — мельница; *5* — сепаратор; *6* — горелка; *7* — короб горячего воздуха; *8* — котельный агрегат; *9* — мельничный вентилятор; *10* — циклон; *11* — промежуточный бункер для готовой пыли; *12* — питатель пыли; *13* — воздухоподогреватель; *14* — дутьевой вентилятор.

В схеме приготовления пыли с шаровыми барабанными мельницами из сепаратора готовая пыль поступает в циклон, где отделяется от первичного воздуха и поступает в промежуточный бункер для пыли, а первичный воздух мельничным вентилятором отсасывается и направляется к основным и иногда сбросным горелкам. Из промежуточного бункера готовая пыль с помощью питателей подается в пылепроводы и по ним к горелкам.

Питатели пыли выпускаются двух типов — лопастные и шнековые. Лопастные питатели состоят из вращающегося диска с лопастями и

диска с отверстием. Пыль из промежуточного бункера поступает в ячейки между лопастями и по диску сдвигается к отверстию, через которое она поступает в пылепровод; изменяя частоту вращения диска с лопастями, можно регулировать производительность питателя пыли. Шнековый питатель пыли состоит из цилиндрического корпуса, в котором вращается сидящий на коническом валу шнек. Регулирование производительности шнека осуществляется изменением частоты его вращения. Лопастные питатели пыли рекомендуется применять для антрацитов, полуантрацитов и каменных углей; шнековые питатели пыли используют для бурых углей.

На рис. 7-20 изображены упрощенные схемы приготовления пыли в индивидуальных замкнутых системах: с молотковой мельницей (*а*), с мельницей-вентилятором (*б*), со среднеходной мельницей (*в*) и с шаровой барабанной мельницей (*г*).

На каждой из схем стрелками показано направление движения топлива, воздуха, газов из топочной камеры и пылевоздушной смеси. Выбор схемы приготовления пыли и типа мельницы дан в табл. 7-2.

Таблица 7-2

Указания к предварительному выбору схемы приготовления пыли и типа мельницы

Показатели к выбору схемы	Замкнутая схема приготовления пыли с прямым вдуванием				
Производительность котлоагрегата, кг/с (т/ч)	⩾3,3(⩾12)	⩾5,6(⩾20)	⩾3,3(⩾12)	>3,3(>12)	>5,6(>20)
Тип мельницы	Молотковая	Молотковая	Мельница-вентилятор	Среднеходная	Шаровая барабанная
Топливо	Каменные угли и продукты их обогащения Бурые угли Сланцы, фрезторф	Продукты обогащения углей Фрезторф	Бурые угли Фрезерный торф	Полуантрациты Каменные угли и продукты их обогащения	Антрациты, полуантрациты, каменные угли и продукты их обогащения
Коэффициент размолоспособности	>1,0	>1,2	Нет ограничений	⩾1,1	<1,0
Рабочая влажность, %	<40	<60	60	<16	<16
Съем влаги, кг/кг	0,27	0,43	0,43	0,13	0,15
Зольность на сухую массу, %		Нет ограничений		30	Нет ограничений
Выход летучих, %	⩾28	>28	Нет ограничений		
Способ подсушки топлива и особенности схемы	Горячий воздух	Смесь топочных газов и горячего воздуха	Смесь топочных газов и горячего воздуха	Горячий воздух	Горячий воздух для топлив с $S^p_к \geqslant 6$ %

Примечание. Разомкнутые схемы более сложны и дороги, поэтому в производственных и в производственно-отопительных котельных практичести не применяются.

Сопоставление схем, изображенных на рис. 7-20, показывает, что наиболее простой является система приготовления пыли с молотковыми мельницами, наиболее сложной — с шаровыми барабанными мельницами, остальные схемы занимают промежуточные места.

Выбор рациональной схемы приготовления пыли следует обосновывать технико-экономическими расчетами. Так как схема приготовления пыли влияет на конструкцию и компоновку котельного агрегата, для новых агрегатов ее выбирает завод-изготовитель.

7-6. ОЧИСТКА ДЫМОВЫХ ГАЗОВ ПЕРЕД ВЫБРОСОМ В АТМОСФЕРУ

Для борьбы с загрязнением воздуха установлены предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ — выбросов в атмосферу, измеряемые на уровне дыхания человека, т. е. на высоте

1,5 м от уровня Земли. Так, например, ПДК в районе расположения котельных не должна превышать для золы и сернистого газа 0,5 мг/м^3, окислов азота 0,06 мг/м^3 и т. д.

В силу того, что котельные являются источником загрязнения воздушного бассейна, выбор места для их размещения регламентирован, а сами котельные должны быть расположены с подветренной стороны ближайших жилых и промышленных объектов и иметь санитарно-защитные зоны определенных размеров (от 15 до 200 м), зависящих от вида и качества топлива. При выборе размеров санитарно-защитной зоны предполагается, что дымовые газы в значительной степени очищены от содержащихся твердых частиц уноса и золы. Установки для очистки дымовых газов от уноса и золы следует иметь при сжигании всех основных и резервных твердых топлив, если произведение $A^р\% B_{макс} > 5000$. В случае невозможности создания санитарно-защитной зоны необходимых размеров, например при осуществлении встроенных в общественные и жилые здания котельных установок, их теплопроизводительность ограничивается величиной, обусловленной качеством топлива; эти данные приведены в табл. 7-3.

Таблица 7-3

Зависимость максимальной теплопроизводительности встроенной котельной установки от качества топлива

Показатель	Приведенная зольность топлива $A_{пр}=100\ A^р/Q^р_н$		
	<2,5	<5	>5
Приведенное содержание серы в топливе, $S_{пр}=1000S^р_{общ}/Q^р_н$	<0,5	<1,0	<1,5
Максимальная теплопроизводительность котельной, МВт (Гкал/ч)	≤1,74 (≤1,5)	≤0,93 ≤(0,8)	≤0,58 (≤0,5)

Необходимость ограничения теплопроизводительности связана с тем, что при сухом золоулавливании соединения серы и азота полностью выходят в атмосферу, а мокрое улавливание золы в котельных применяется редко.

При сжигании твердого топлива в слое дымовые газы выносят в среднем около 15% золы, содержащейся в топливе; при камерном сжигании и сухом удалении шлака унос золы достигает 85—95%, и только малая часть (5—15%) золы топлива осаждается в топке в виде шлака. Кроме золы, дымовые газы выносят и некоторое количество несгоревшего топлива, в основном в виде частиц углерода. Если учитывать это, количество твердых частиц в дымовых газах за котельной установкой, кг/с (кг/ч), может быть определено из выражения

$$G=0{,}01Ba_{ун}\left(A^р+\frac{Q^р_н}{32\,500}\right)\quad \text{или}\quad G=0{,}01Ba_{ун}\left(A^р+\frac{Q^р_н}{7800}\right), \tag{7-54}$$

где все обозначения были даны в гл. 1 и 2. Отнеся полученную величину к объему дымовых газов, м^3/с или м^3/ч,

$$\Sigma V_г=B\,[V^0_г+(\alpha-1)\,V^0], \tag{7-55}$$

можно найти концентрацию твердых частиц в дымовых газах, мг/м^3,

$$c=\frac{G\cdot 10^6}{\Sigma V_г} \tag{7-56}$$

и установить необходимость их очистки.

Для улавливания твердых частиц из дымовых газов существуют сухие и мокрые золоуловители. Аппараты для сухой очистки дымовых газов основаны на использовании сил инерции, тяжести и центробежных или на образовании коронного разряда между электродами и направленного движения газа, несущего твердые частицы к положительному электроду, на котором частицы осаждаются.

К сухим золоуловителям относятся жалюзийные золоуловители, циклоны различного типа и электрофильтры.

Жалюзийный золоуловитель ВТИ состоит из решетки-жалюзи, бункера и циклона. Поток газов с золой со скоростью 12—16 м/с входит в жалюзи, изменяет свое направление почти на 180° и разделяется на две части: один поток в количестве 7—10% поступает в циклон вместе с золой, другой — в газоходы; степень очистки газов около 50%, сопротивление от 0,3 до 0,9 кПа (от 30 до 90 кгс/м²).

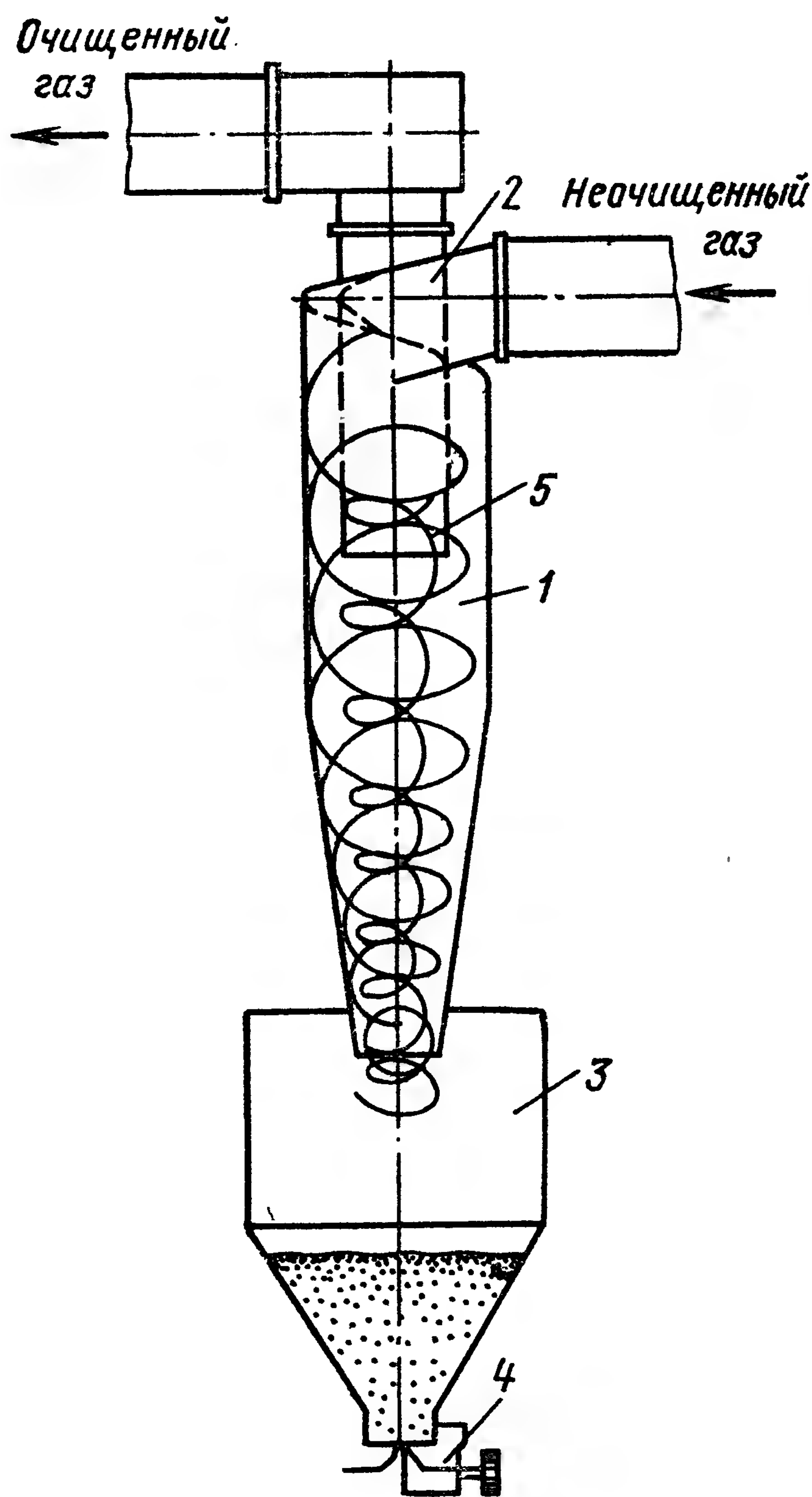


Рис. 7-21. Циклон типа НИИОГАЗ.

Такие золоуловители применяются при слоевом сжигании твердого топлива, так как они не улавливают мелких твердых частиц (с размером примерно до 20 мкм), и при любом способе сжигания твердого топлива для временно работающих котельных установок.

Для лучшей очистки дымовых газов в тех случаях, когда твердое топливо сжигается в слое и количество дымовых газов не превышает 1,4 м³/с (50·10³ м³/ч), т. е. теплопроизводительность котельной не более 3,5 МВт (3 Гкал/ч), применяются циклоны НИИОГАЗ (рис. 7-21).

Принцип действия циклона основан на закручивании тангенциальным коробом *2* входящего запыленного потока дымовых газов с последующим изменением направления движения (резким поворотом). За счет центробежных сил более тяжелые частицы золы отжимаются к стенкам циклона *1* и по ним скользят вниз в емкость *3*; очищенные газы по центрально расположенному патрубку *5* выходят в отводящий короб. Удаление золы из емкости *3* в канал или другое устройство *4* осуществляется через специальную течку и мигалку.

Увеличение диаметра циклона и доли мелких твердых частиц снижает эффективность очистки газов, которая в среднем в одиночном циклоне составляет 85%. Поэтому для одиночных установок предложен конический циклон типа СК-ЦН, который позволяет снизить содержание мелких частиц в выходящих газах в 2—3 раза.

Степень очистки повышается при установке нескольких циклонов малого размера, соединенных блоком, с общими коробами на входе для запыленного и выходе — очищенного газа. Схема установки блока циклонов показана на рис. 7-22.

Шибер *1* позволяет на малых нагрузках отключить половину циклонов и сохранить нужную степень очистки газов. Блоки устанавливаются за котлами со слоевыми топками, когда степень очистки может составлять 80—90%, но при количестве дымовых газов до 0,85 $м^3/с$ (до $30 \cdot 10^3$ $м^3/ч$).

Степень очистки газов можно повысить, если на входе запыленного потока и на выходе газов в центральный патрубок поставить

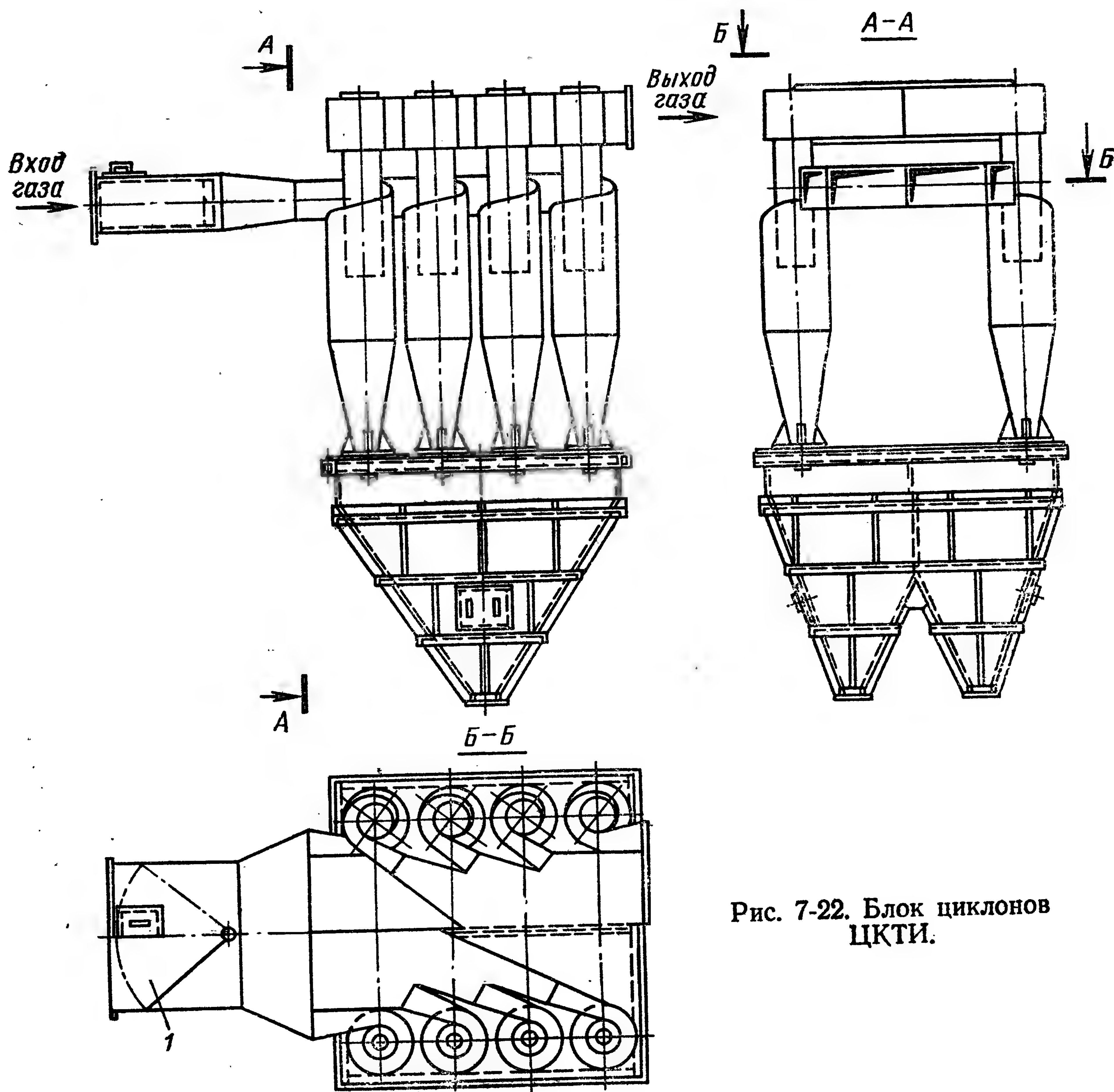


Рис. 7-22. Блок циклонов ЦКТИ.

устройства, увеличивающие закручивание потока, как это сделано институтом Гипрогазоочистка в циклоне типа ЦМС. Такие циклоны имеют при одинаковых значениях скоростей и температур газов несколько меньшее газовое сопротивление, что позволяет их использовать при естественной тяге, т. е. в тех случаях, когда сопротивление золоуловителя должно быть низким.

При уменьшении диаметра циклона степень улавливания твердых частиц при прочих равных условиях возрастает; при увеличении количества циклонов их компоновка, естественно, затрудняется.

На рис. 7-23 изображен батарейный циклон, состоящий из большого числа (от 20 до 56) циклонов *1* с наружным диаметром 254 мм, скомпонованных внутри общего кожуха *2*, покрытого тепловой изоля-

цией. Кожух 2 разделен на две секции, каждая из которых имеет свой подводящий патрубок *3* и расположенную за ним распределительную камеру *4*. Перед патрубком установлен перекидной шибер *5*, позволяющий при разных его положениях пропускать запыленные газы через весь, одну или две трети циклона. Выходная камера *9* выполнена общей. Каждый элемент — циклон состоит из чугунного корпуса *1*, закрепленного болтами на опорной нижней решетке *6*. Газ через закручивающие розетки или другие направляющие аппараты *7* входит в циклон, очищается и по стальному патрубку *8* выходит в выходную камеру *9*.

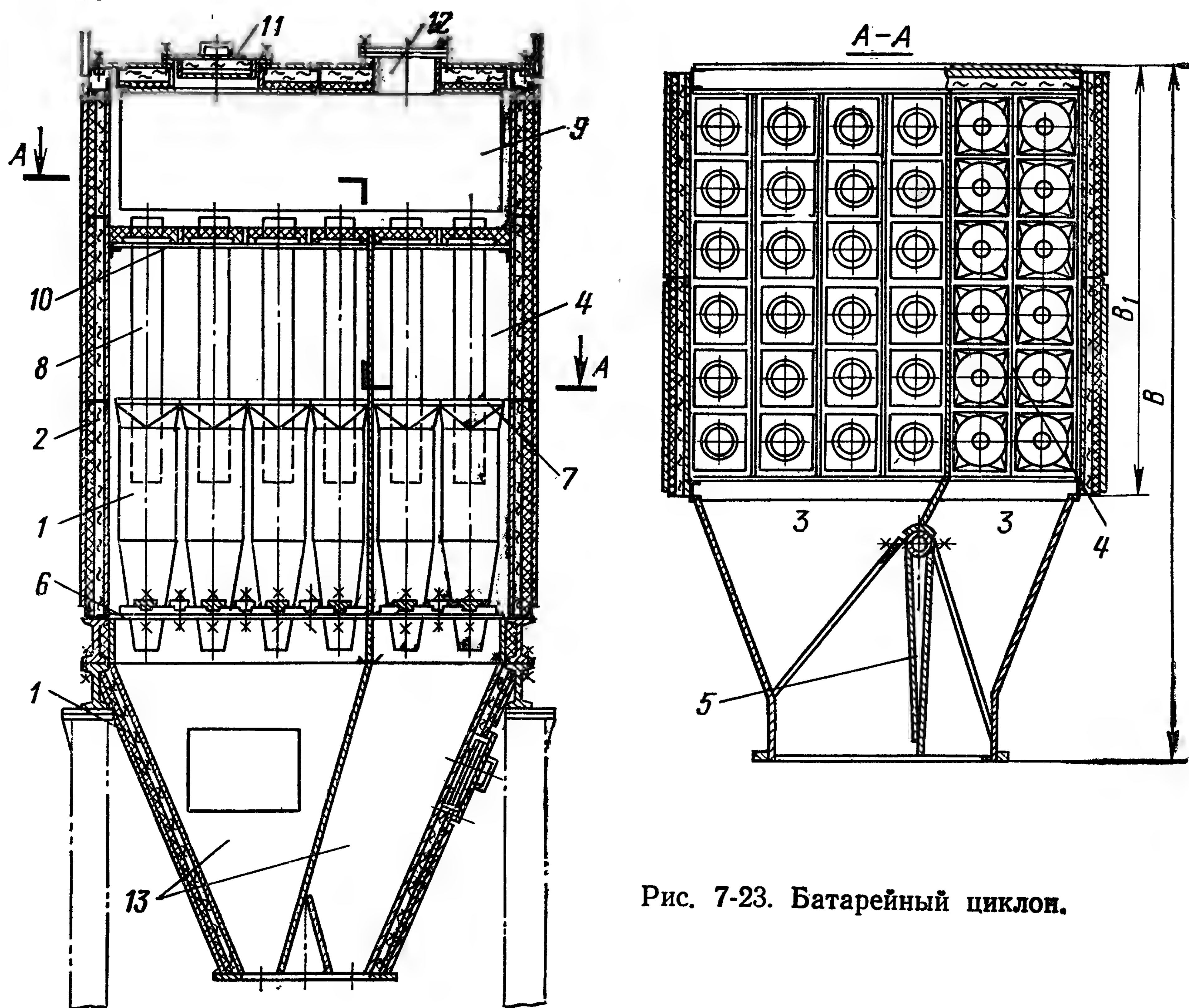


Рис. 7-23. Батарейный циклон.

Для закрепления стальных патрубков сваркой низ выходной камеры выполнен в виде стальной решетки *10*. Верхняя крышка кожуха имеет лаз *11* и взрывной клапан *12*. Уловленные твердые частицы попадают в бункера *13*, из которых их удаляют тем или иным способом.

Батарейным циклоном можно отделить из дымовых газов при слоевом сжигании топлива 85—92% твердых частиц и при камерном — 83—90%; газовое сопротивление батарейного циклона равно при этих условиях 0,4—0,6 кПа (40—60 кгс/м²).

В сухом виде твердые частицы и зола улавливаются в тканевых и электрических фильтрах. В тканевых фильтрах газы могут быть очищены очень глубоко, даже от частиц меньше 5 мкм, но такие фильтры имеют высокое газовое сопротивление — от 0,8 до 2 кПа (от 80 до 200 кгс/м²), чувствительны к механическому воздействию,

воздействию щелочей и кислот (особенно при повышенных температурах). Если точка росы дымовых газов высока, эти фильтры быстро засоряются.

Очистка дымовых газов в электрофильтрах основана на образовании коронного разряда между электродами, создании направленного движения газа между ними, захвате твердых частиц отрицательно заряженными ионами газа и их движении вместе с газом от электродов, создающих коронный разряд, к осадительным.

Схемы устройства коронирующих *1* и осадительных *2* электродов показаны на рис. 7-24,*а*. Применяемые типы и профили коронирую-

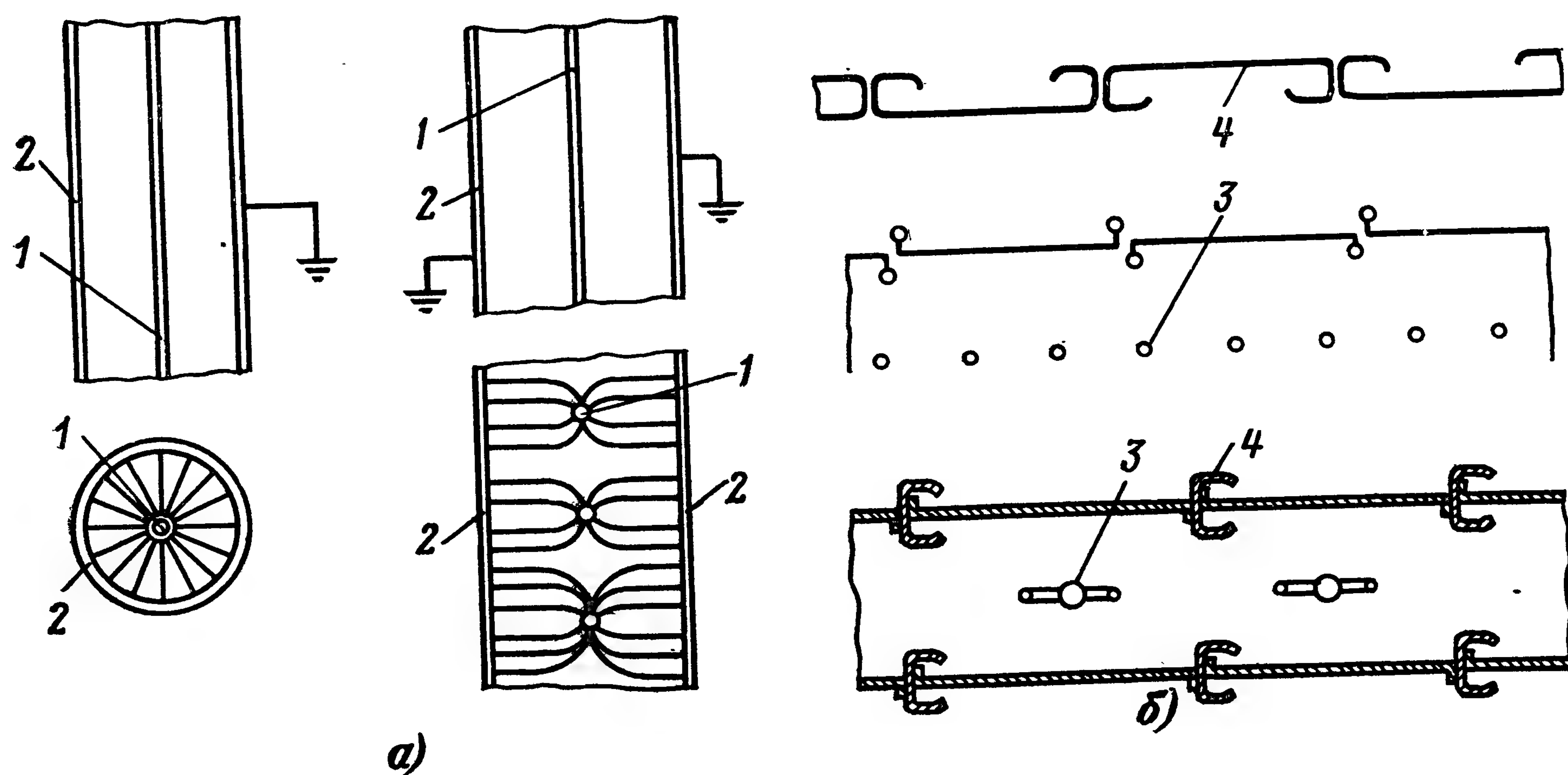


Рис. 7-24. Схемы размещения и действия электродов в электрофильтрах.
а — коронирующие электроды; *б* — осадительные электроды.

щих *3* и осадительных *4* электродов показаны на рис. 7-24,*б*. Следует подчеркнуть, что коронный разряд возникает лишь при определенной напряженности поля, зависящей от состава газов, их температуры и давления. Удаление твердых частиц с осадительных электродов выполняется периодически отряхиванием при сухом и смывом водой при мокром способе. Последовательным расположением в потоке газов систем электродов и электрических полей получают одно-, двух-, трех- и четырехпольные электрофильтры.

Для обеспечения хорошей (98—99%) очистки дымовых газов в электрофильтре их скорость должна составлять 1,0—2,0 м/с и температура на входе не превышать 150—200°С. Низкие скорости и температуры дымовых газов предопределяют большие габариты и массу электрофильтров при малом газовом сопротивлении от 0,15 до 0,8 кПа (от 15 до 80 кгс/м^2).

Для получения электрически заряженных ионов газа и твердых частиц требуется высокое напряжение электрической энергии — порядка 80 000 В и соответствующие устройства для его повышения с обычных напряжений. Отряхивание или смыв водой твердых частиц с осадительных электродов должны осуществляться автоматически с помощью специальной аппаратуры; поэтому электрофильтры требуют значительных капитальных затрат.

На рис. 7-25 показан общий вид горизонтального электрофильтра пластинчатого типа ДГПН, который содержит корпус *1*, собираемый из

отдельных плит и опирающийся на каркас; бункера для уловленной золы *2*, коронирующие электроды *3*, осадительные электроды *4*, механизмы для встряхивания осадительных и коронирующих электродов *5* и устройства для привода в движение этих механизмов *6*. Электрофильтры наиболее хорошо очищают газы от твердых частиц с малыми размерами; вследствие этого для улавливания крупных частиц до электрофильтров иногда устанавливаются батарейные циклоны.

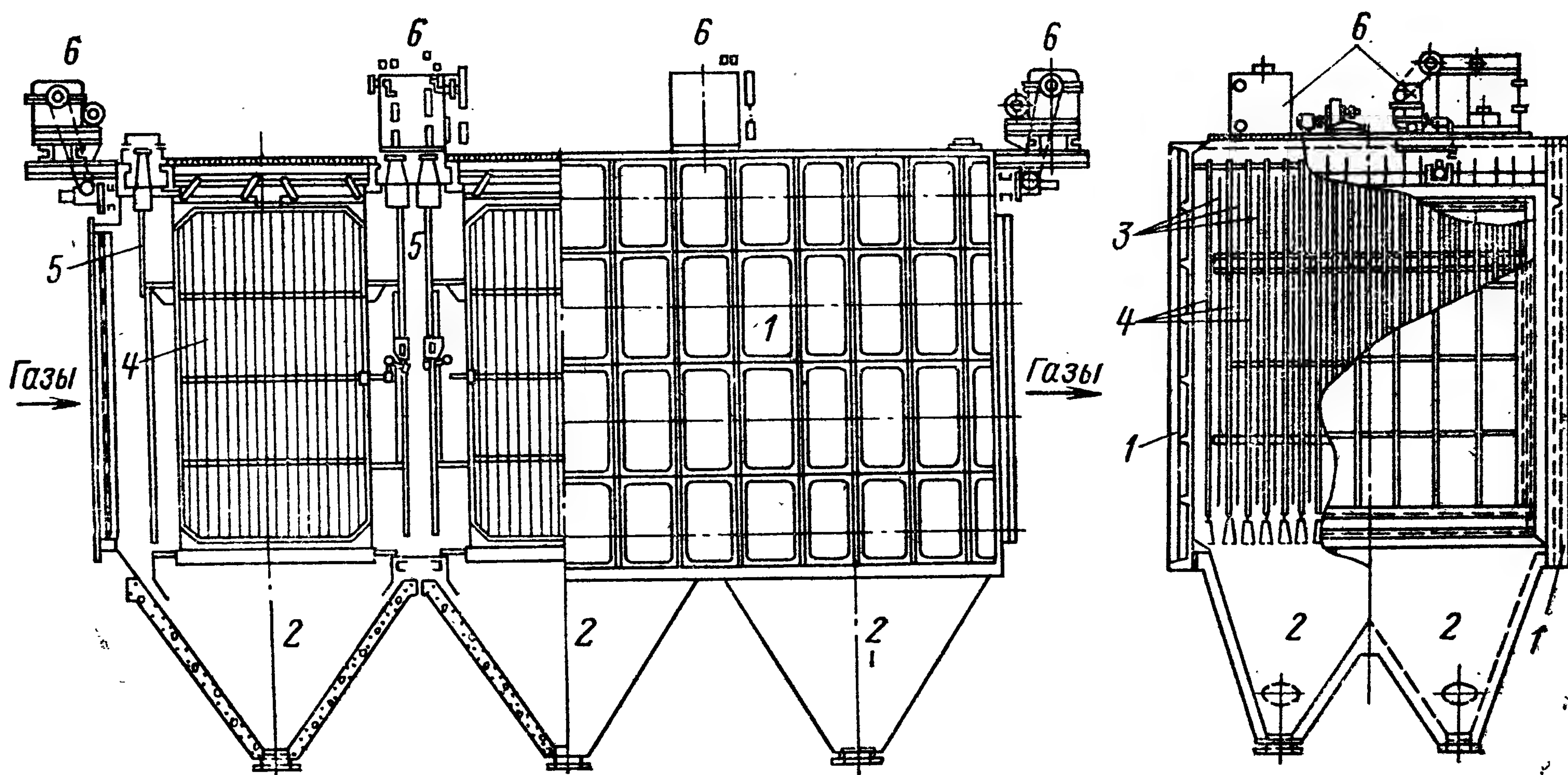


Рис. 7-25. Общие виды и разрезы электрофильтра ДГНП.

Из-за больших габаритов и массы электрофильтры применяются только при производительности котельных агрегатов $Q>3{,}5$ МВт (30 Гкал/ч) и $D>1{,}4$ кг/с (50 т/ч).

К мокрым золоуловителям относятся центробежные скрубберы ЦС-ВТИ, мокропрутковые золоуловители МП-ВТИ и пенные газоочистители. Процесс улавливания твердых частиц из дымовых газов в золоуловителях ЦС-ВТИ и МП-ВТИ происходит при осаждении частиц на пленке жидкости, текущей по внутренним поверхностям аппарата — стенкам и пруткам, и на каплях жидкости, находящихся в объеме. Одновременно с твердыми частицами в мокрых золоуловителях вода при контакте с очищаемым газом абсорбирует часть содержащихся в нем соединений серы, азота и других веществ, образуя кислые растворы. При содержании в золе дымовых газов соединений CaO больше 20% образуются твердые отложения, нарушающие работу золоуловителя и примыкающих к нему трубопроводов.

Центробежный скруббер ВТИ, показанный на рис. 7-26, состоит из цилиндра *1* с коническим дном *2* и подходящим по касательной к цилиндру патрубкам *3* для ввода дымовых газов (см. сечение *А—А*). Внутри цилиндр выложен защитным слоем — метлахской плиткой или другим материалом, а в месте отвода золы с водой *5* трубопровод защищен свинцом (см. узел *I*).

Для улавливания золы по стенкам и дну скруббера создается пленка воды, выходящей из сопл *4* по касательной к внутренним стенкам (см. сечение *Б—Б* рис. 7-26). Газы входят со скоростью около 20 м/с и содержат пыль в количестве 15—30 г/м^3; расход воды составляет от 0,1 до 0,6 кг/м^3 очищаемого газа. Температура дымовых газов в скруббере снижается со 170—200 до 103—110°С, а температура воды повы-

шается. Частично вода с золой срывается со стенок, разбрызгивается и уносится из золоуловителя в короба и дымосос, где происходит налипание золы на поверхности. Газовое сопротивление скрубберов составляет 0,6—1 кПа (60—100 кгс/м²), а степень очистки от 87 до 92%.

Габариты и другие размеры скрубберов даны в [Л. 13]; изготавливаются скрубберы на расход газа от 0,28 до 2,8 м³/с (от $1 \cdot 10^3$ до $10 \cdot 10^3$ м³/ч).

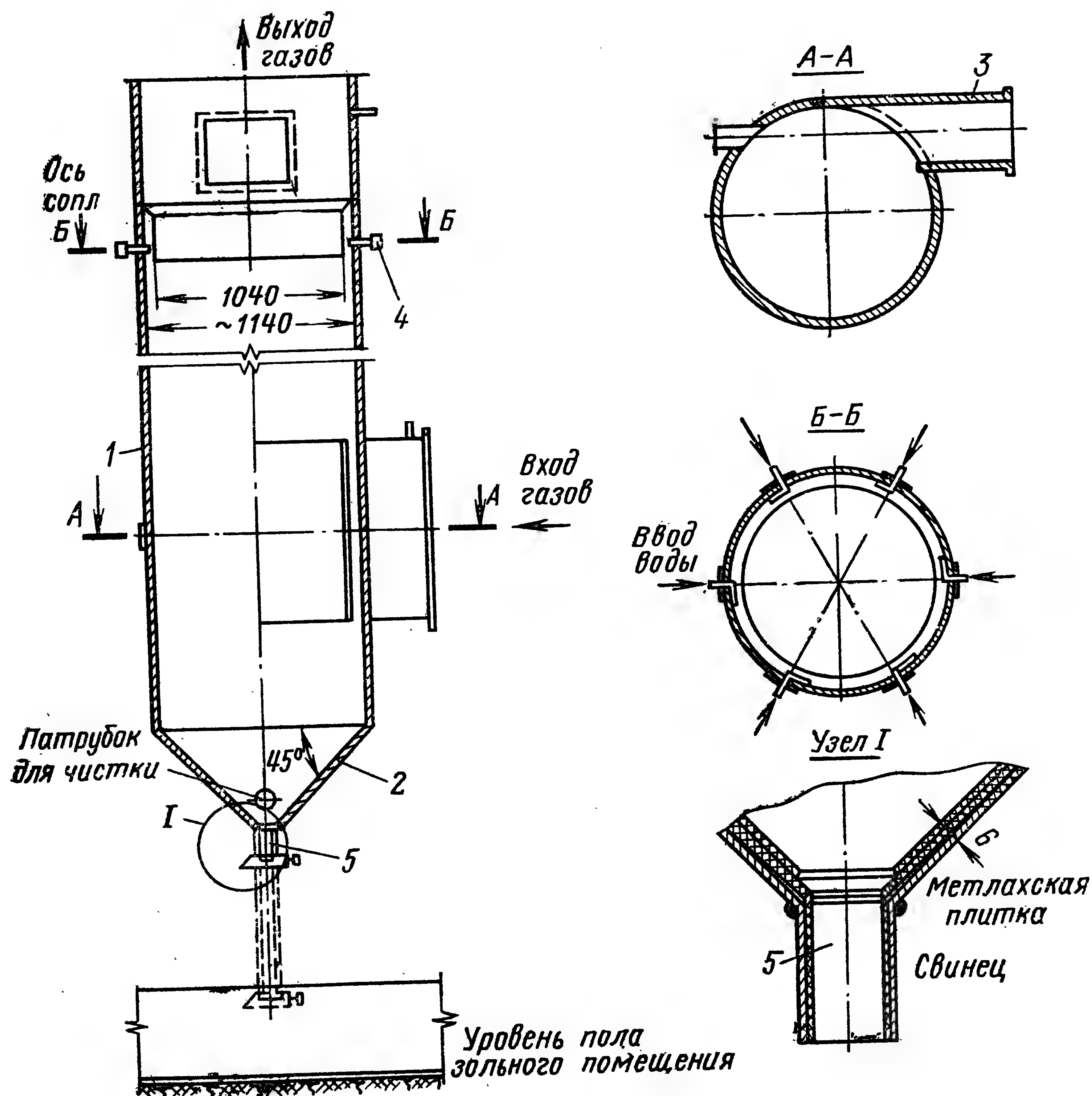


Рис. 7-26. Центробежный скруббер-золоуловитель ВТИ.

При мокрой очистке газов необходимы очистка использованной в скрубберах воды от механических примесей, постоянный напор воды, так как без очистки использовать повторно воду нельзя из-за загрязнения и окисления.

Мокропрутковый золоуловитель ВТИ, показанный на рис. 7-27,*а*, состоит из орошаемой водой решетки *1* (см. узел *I*) с соплами *2*, разбрызгивающими воду на решетку, устанавливаемую до входа дымовых газов в скруббер и соплами на стенах цилиндрического корпуса *3*, работающего по принципу центробежного скруббера.

Прутки-решетки для очистки газов изготовляются диаметром 14—20 мм из специальных материалов — стеклопластика, капрона, резины и т. п. Во время эксплуатации решетки очищают от золы и промывают.

По предложению УО ОРГРЭС с 1967 г. на золоуловителях МП-ВТИ вместо решетки устанавливаются трубы Вентури *4* с центробежной форсункой для воды, что схематично изображено на рис. 7-27,*б*.

При такой схеме золоуловитель МП-ВТИ работает эффективней, но его газовое сопротивление увеличено в 1,3—1,5 раза.

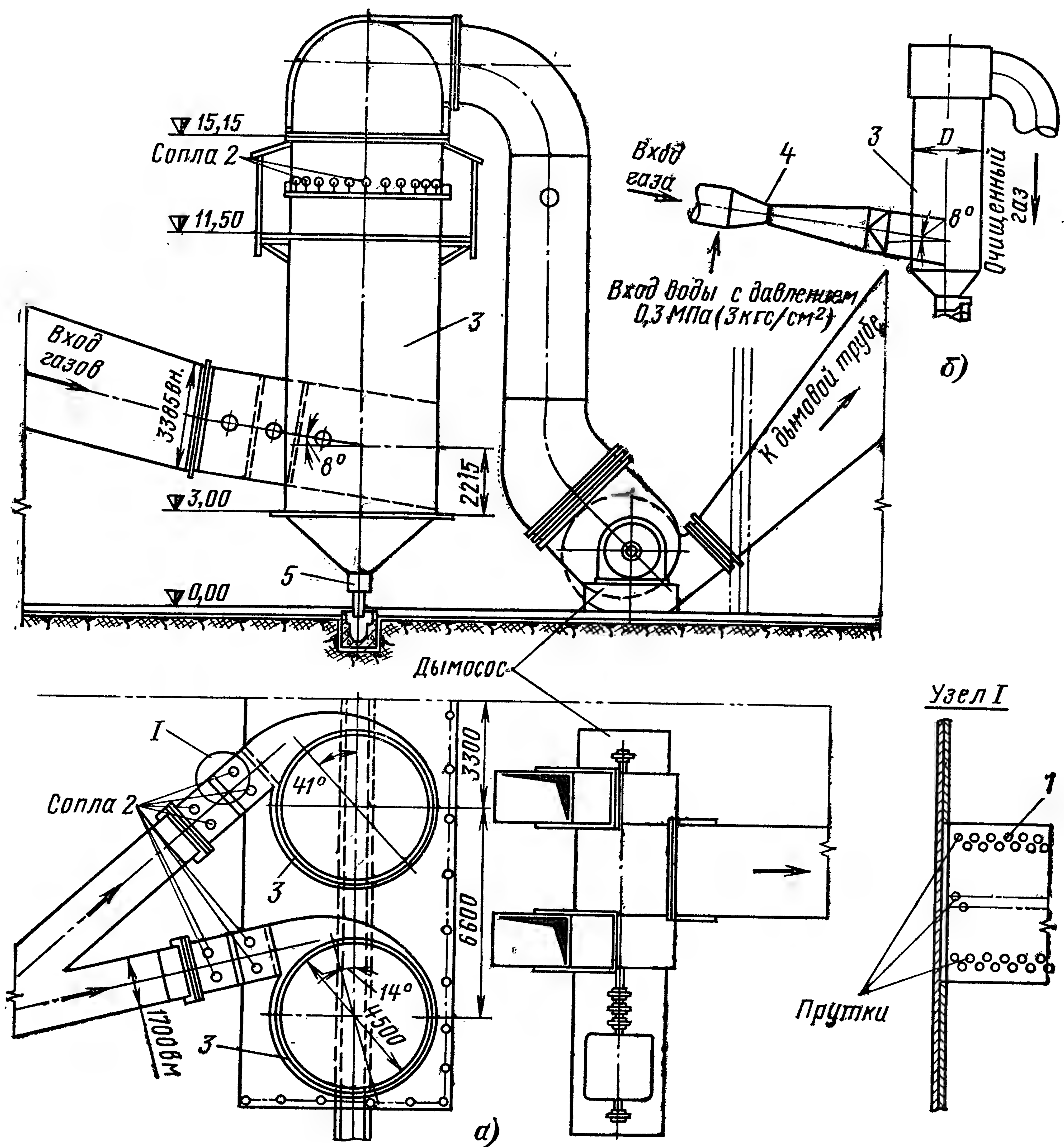


Рис. 7-27. Мокропрутковый золоуловитель.
а — с решеткой; *б* — с трубой Вентури.

Для эффективной работы скорость входа дымовых газов в патрубки перед решеткой должна составлять 12—14 м/с, расход воды — 0,10—0,12 кг/м³ при запыленности газов 15—25 г/м³, из которого на сопла корпуса и смачивание решетки поступает до 40%; слив пульпы (золы и воды) осуществляется через клапан *5*.

В золоуловителях МП-ВТИ дымовые газы при камерном сжигании топлива удается очистить на 85—95% при газовом сопротивлении золоуловителя 0,6—1,0 кПа (60—100 кгс/м²), температуре газов на входе

до 170°С и содержании CaO меньше 20%. Их обычно устанавливают за котельными агрегатами с $Q>5{,}8$ МВт (50 Гкал/ч) и $D>21$ кг/с (75 т/ч).

Золоуловители и частично короба обкладываются внутри кислотоупорной плиткой на таком же кислотоупорном цементе.

Унос капель воды с золой, поглощение окислов из газов, снижение температуры газов при использовании мокрых золоуловителей способствуют коррозии газоходов и дымососов. При выборе сухих инерционных золоуловителей ЦКТИ рекомендуется при номинальной производительности котельных агрегатов иметь газовое сопротивление золоуловителя 0,5—0,6 кПа (50—60 кгс/м²).

Все типы золоуловителей следует устанавливать до дымососов для защиты последних от износа. Так как золоуловители дают присос воздуха в газоход (см. табл. 2-5а), необходимо уплотнять как сами золоуловители, так и бункера для золы, затворы и мигалки.

Установка золоуловителей выполняется индивидуальной к каждому котлоагрегату. При установке золоуловителей вне здания котельной газоходы, короба и золоуловитель должны быть покрыты тепловой изоляцией, места ввода, трубопроводы для воды и пульпы утеплены.

7-7. УСТАНОВКИ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ ШЛАКА И ЗОЛЫ

При сжигании твердого топлива зола и частично недогоревшее топливо выпадают в топочном устройстве, газоходах, золоуловителе и уносятся в дымовую трубу. Все осаждающиеся в пределах котельного агрегата твердые частицы принято делить на две части — **шлак** и **золу**. Доля шлака и золы от общего содержания минеральной части в топливе зависит от способа сжигания твердого топлива.

Ориентировочные значения распределения зольности топлива даны в табл. 7-4, где бо́льшие значения $a_з$ даны для топок без возврата уноса.

Таблица 7-4

Распределение зольности топлива на шлак и золу

Вид топочного устройства	Доля золы топлива, %	
	в шлаке $a_{шл}$	в золе $a_з$
Слоевая топка с ручным забросом или с ПМЗ	80—90	10—20
Слоевые цепные решетки для угля	75—90	10—25
Камерные топки с молотковыми мельницами и мельницами-вентиляторами	5—15	85—95
То же с среднеходными и другими мельницами	5—10	90—95

По данным теплового расчета и табл. 7-4 масса шлака, кг/с (кг/ч),

$$G_{шл}=\frac{BA^{р}a_{шл}}{(100-Г_{шл})\cdot 100} \qquad (7\text{-}57)$$

и масса золы, кг/с (кг/ч),

$$G_з=\frac{BA^{р}a_з}{(100-Г_з)\cdot 100}. \qquad (7\text{-}58)$$

Полученные расчетом величины $G_{шл}$ и $G_з$ позволяют выбрать систему удаления шлака и золы. Если $G_{шл}+G_з$ меньше 0,06 кг/с (200 кг/ч), то допускается ручное шлакоудаление, при большем количестве шлакозолоудаление обязательно следует механизировать. При

количестве шлака и золы до 1,1 кг/с (4000 кг/ч) обычно применяются периодически действующие механизмы; для количества шлака и золы до 2,2 кг/с (8000 кг/ч) — непрерывно действующие, и если оно превышает 3,3 кг/с (12 000 кг/ч), необходимы постоянно действующие устройства с резервированием наименее надежных узлов.

В производственно-отопительных котельных применяют следующие устройства для удаления шлака и золы.

При ручном удалении — узкоколейные вагонетки с опрокидывающимся кузовом (рис. 7-28). Вагонетки этого типа могут перемещаться по рельсам или иметь на колесах резиновые обода и двигаться по обычному полу иногда с помощью механизмов. Шлак и зола перевозятся сухими.

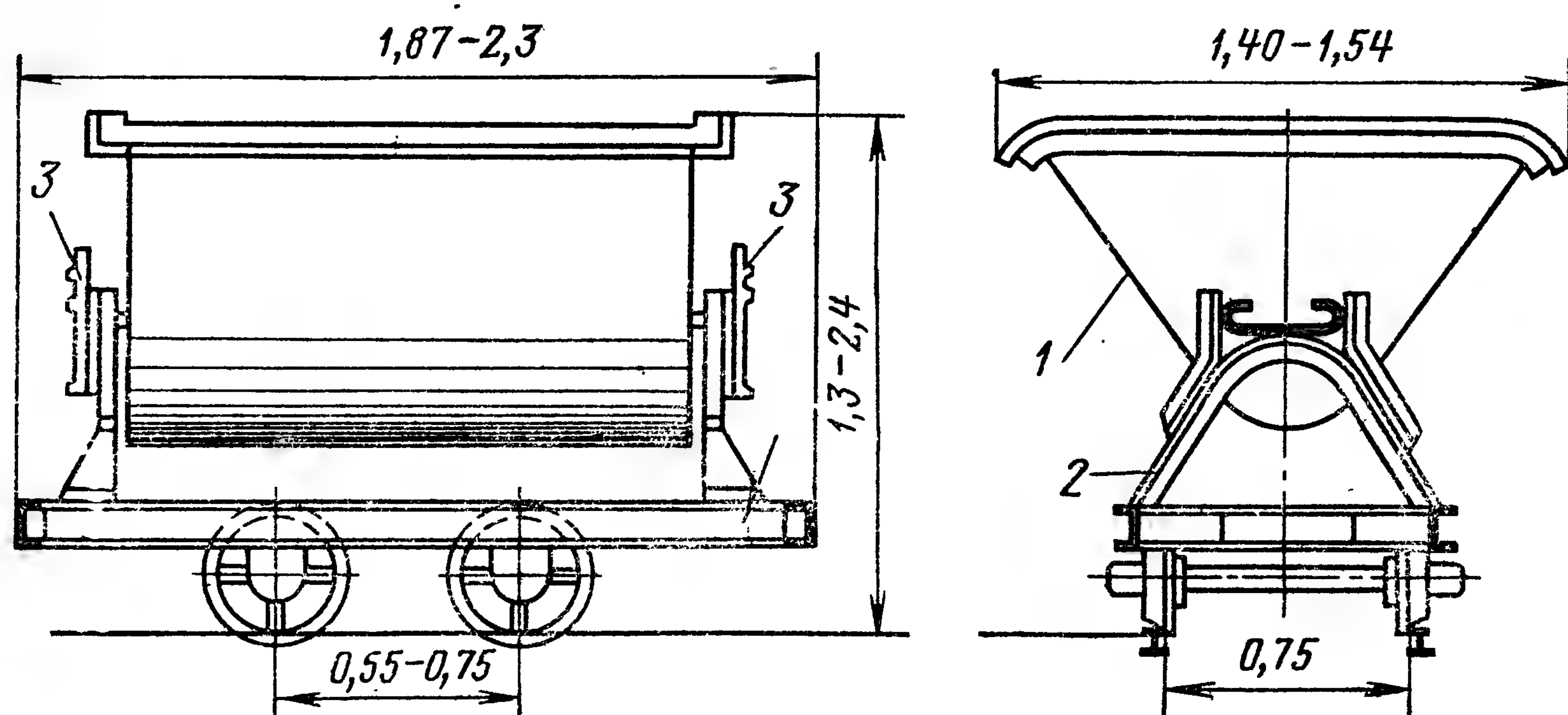


Рис. 7-28. Опрокидывающаяся вагонетка узкой колеи.
1 — кузов; *2* — рама; *3* — накладки для фиксации положения кузова.

При механизированном удалении могут быть применены скиповые и другие подъемники, скреперные установки, скребковые конвейеры, шнеки и некоторые другие устройства. К постоянно действующим устройствам относится гидравлическая система удаления шлака и золы с багерными насосами и аппаратами Москалькова.

В некоторых случаях находит применение пневматическая система шлакозолоудаления, выполняемая как всасывающая или напорная.

Выбор системы удаления шлака и золы зависит от экономических показателей системы и последующего использования золы и шлака. Для золы некоторых топлив, например эстонских сланцев, назаровских бурых углей, в золе которых содержится более 20% CaO и которые можно использовать как вяжущие материалы, увлажнение недопустимо.

Из шлаков топочных устройств, находящихся в воде в раздробленном состоянии, можно отделить некоторое количество несгоревших частиц топлива и этим улучшить их качество как наполнителя.

При выборе производительности механизированной системы удаления необходимо учитывать запас для перерывов в работе на несколько часов.

На рис. 5-54,*а* было показано устройство для размещения вагонеток под котлом; их передвижение на отвал может быть осуществлено с помощью механической тяги — лебедкой, автомотриссой или другим способом. Однако применение вагонеток любого типа не исключает ручной труд.

Периодическое механизированное удаление шлака и золы в сухом и мокром виде может быть осуществлено с помощью скреперной установки.

Шлак и зола (рис. 7-29) из бункеров котлов *1* через затворы спускаются в специальный железобетонный канал *2*, по которому перемещается ковш скрепера *3* емкостью до 0,5 м^3. Для перемещения ковша служат стальные канаты *4* и лебедка с реверсивным ходом *5*, установленная в помещении котельной. Заполненный ковш по эстакаде *6* (имеющей наклон около 30°) перемещается канатом *4* к установленному вне котельной бункеру *7* и, опрокидываясь, опорожняется. Для направления хода каната служат ролики *8*; в натянутом состоянии канат поддерживается с помощью натяжного устройства *9*. Лебедка имеет

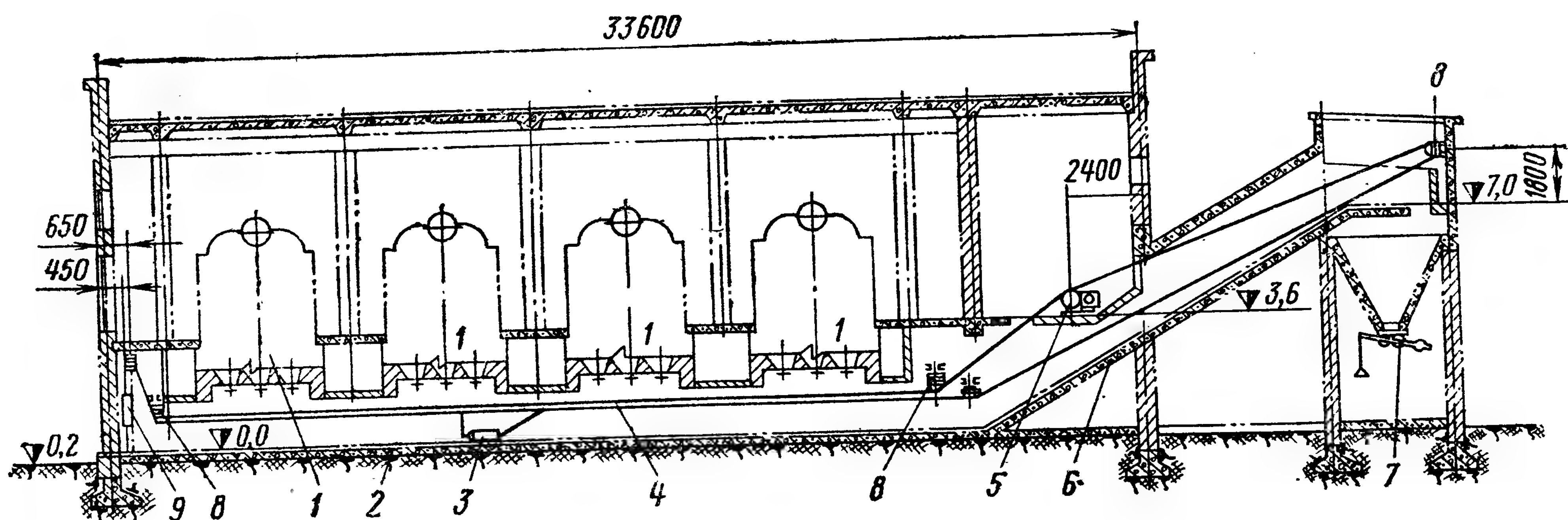


Рис. 7-29. Скреперная установка для удаления шлака и золы в мокром или сухом виде.

электродвигатель мощностью 11 кВт, конечные выключатели и пульт управления. Канал, по которому перемещается скрепер, выполняется шириной 1,25 м и с разной глубиной. В канале предусматриваются приямки или параллельный ему коридор.

Шлак и зола, периодически удаляемые из котлов, накапливаются при сухом шлакоудалении за сутки и за 8 ч при мокром в бункере *7*, который обычно утепляется. Скорость перемещения скрепера составляет 0,5 м/с, что в зависимости от емкости ковша и длины пути его перемещения позволяет удалить из котельной от 0,0005 до 0,0013 м^3/с (от 2 до 5 м^3/ч) шлака и золы или от 0,8 до 2,0 кг/с (от 3 до 7 т/ч), если считать по массе.

Вместо ковша скрепера в подобных системах иногда применяют металлический ящик-тележку с отверстиями в дне и стенках для стока воды, перемещающийся на колесах по стальным направляющим в бункер. Схема установки скрепера с тележкой подобна показанной на рис. 7-29. Расчет производительности скреперной установки, кг/с, можно произвести по следующей формуле:

$$G=\frac{v_{\text{к}}\rho_{\text{н}}k_{\text{запол}}}{L\left(\frac{1}{w_{\text{р}}}+\frac{1}{w_x}\right)+10} \quad (\text{или} \quad 3600\,G \ \text{т/ч}). \qquad (7\text{-}59)$$

В формуле:

$v_{\text{к}}$ — емкость ковша, м^3;

$\rho_{\text{н}}$ — насыпная масса шлака и золы при удалении;

$k_{\text{запол}}$ — коэффициент заполнения ковша, принимаемый равным 0,9 для наклонных и 1,25 для горизонтальных участков;

L — длина пути ковша, м (нагруженного и порожнего);

$w_р$ и $w_х$ — рабочая скорость движения ковша около 0,5 м/с и холостая — около 1,0 м/с;

10 — время, с, на перерывы движения ковша для переключения хода.

Для возможности периодического ремонта производительность скреперной установки должна быть больше в 2—3 раза максимального выхода шлака и золы из котельной.

Пневматические системы удаления шлака и золы могут работать как всасывающие или нагнетающие: первые применяют в тех случаях, когда расстояние от котельной до осадительной или разгрузочной установки не более 200 м, вторые — до 600 м (при сухом использовании шлака и золы).

Общая схема пневматической системы удаления шлака и золы из котельной показана на рис. 7-30. Шлак с температурой до 600°С из бункеров *1* топочного устройства через затворы *2* поступает в трехвалковую шлаковую дробилку *3*, где измельчается до 20—25 мм. Далее шлак попадает во всасывающую насадку *4* (рис. 7-31,*а*). Насадка состоит из кармана *а*, внутренней трубы *б*, поворачивающейся на своей оси и меняющей размеры входного отверстия из кармана в трубопровод шлака и воздуха с помощью рукоятки *в* и барашка *г*. Смесь воздуха и шлака, как показано на рис. 7-30, с концентрацией 4—8 кг шлака и золы/кг воздуха, со скоростью 22—25 м/с через отключающий пробковый кран *5* (одна из конструкций которого дана на рис. 7-31,*б*) по золопроводу *10* направляется в циклон-осадитель *11*. Из него воздух с неуловленной в циклоне *11* пылью поступает в следующий циклон *13*, и затем воздух через эжектор *14* сбрасывается в дымовую трубу.

После удаления шлака краном *5* и затворами *2* часть трубопроводов и бункера для шлака отключаются от системы. Затем к системе подключают бункера с золой *6* с помощью затворов *7* к насадке *4* через течку *8* к тому же золопроводу *10* и к циклону *11*.

Иногда золу можно транспортировать прямо из бункера через телескопического типа насадку *9*. Из циклонов *11* и *13* через затворы *12* шлак и зола ссыпаются в бункер *16*, а из последнего периодически через затвор *17* загружаются в вагоны или в автомашины; при необходимости шлак и золу увлажняют после бункера.

Для работы системы требуется разрежение в 36—40 кПа (0,36—0,4 кгс/см^2), которое может быть создано с помощью многосопловых эжекторов или водокольцевого вакуум-насоса.

На рис. 7-30 показана схема с паровыми эжекторами *14*, получающими пар давлением 1—1,3 МПа (10—14 кгс/см^2) через вентиль *15*. Для отключения участков системы необходимы пробковые краны *5* (одна из конструкций которых показана на рис. 7-31,*б*). Наиболее изнашиваемыми участками трубопроводов являются колена; их целесообразно выполнять чугунными с закладкой в сильно изнашиваемых местах меняемых вставок *1*, например, из плавленого базальта, как это изображено на рис. 7-31,*в*. Трубопроводы для шлака и золы рекомендуется выполнять одинарными с минимальными внутренними диаметрами для транспорта шлака 125 мм и для золы 100 мм и толщиной стенки порядка 10—14 мм.

В напорных системах используются двухкамерные или винтовые насосы и компрессоры. Для крупных котельных с выходом шлака и золы 4—5 кг/с (15—20 т/ч) по нормам проектирования электростанций необходимо резервировать пневматическую систему гидравлической.

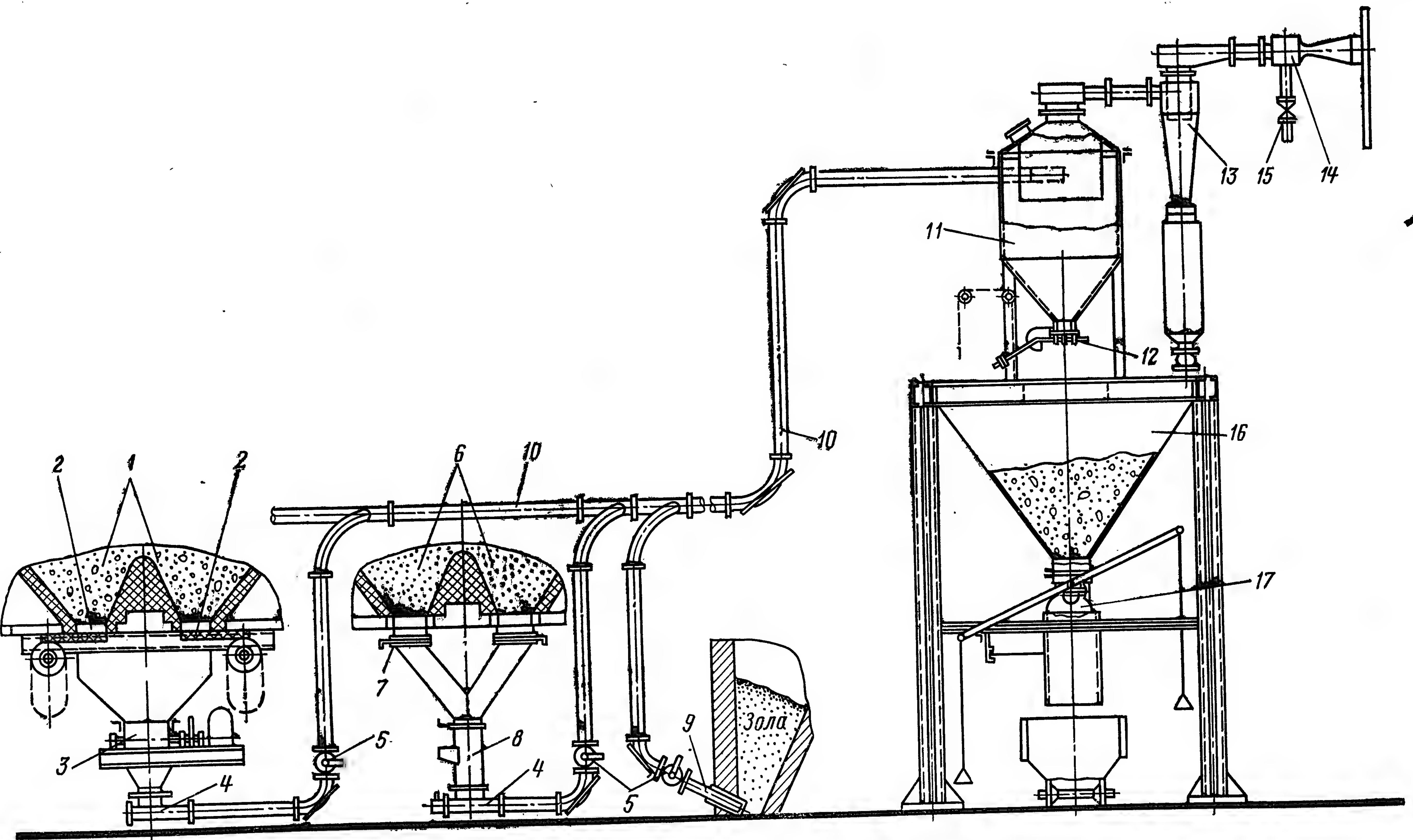


Рис. 7-30. Общая схема пневматической системы удаления шлака и золы.

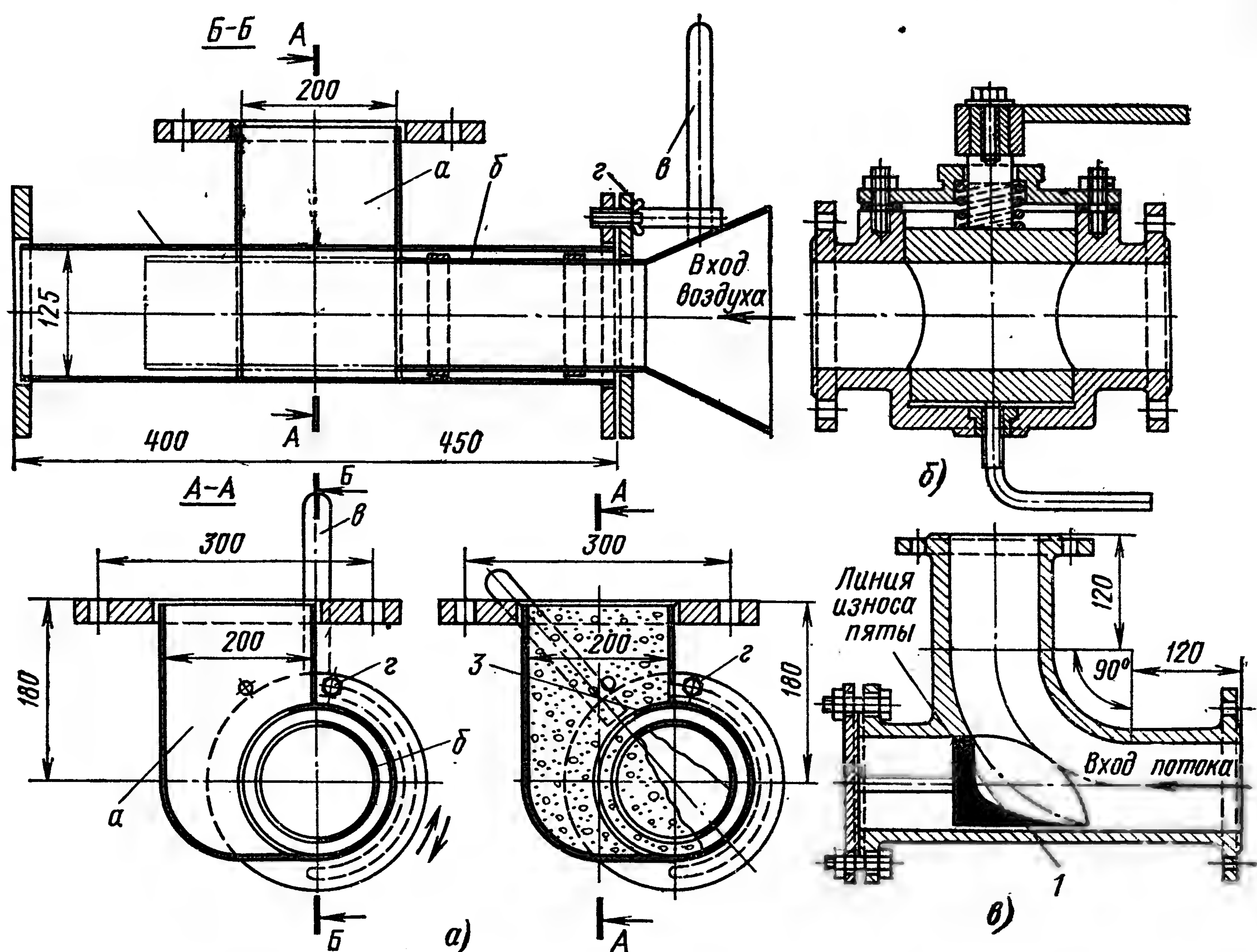


Рис. 7-31. Пример выполнения загрузочной насадки (*а*), отключающего пробкового крана (*б*), колена шлакозолопровода (*в*) пневматической системы удаления шлака и золы.

Наиболее часто применяется установка, в которой золовая и шлаковая пульпы перекачиваются из котельной на золоотвал грунтовыми — песковыми и багерными насосами.

Принципиальная схема гидравлического золошлакоудаления показана на рис. 7-32. Из шахт под котлами *1* шлак смывается соплом *10* на решетку и в канал *8*. Крупные куски шлака дробятся до размера порядка 100 мм. Канал (рис. 7-33) выполняется из железобетона и выкладывается плитами из базальтового литья для защиты от износа. Канал имеет уклон от 0,015 до 0,02.

По пути движения смеси шлака с водой для предупреждения отложений установлены сопла *10*, называемые побудительными. Из канала *8* самотеком пульпа попадает в металлоуловитель *4* и далее поступает в дробилку для шлака *5* для измельчения его до 20 мм и далее в багерный насос *6*, которым она и перекачивается на золоотвал.

Из золоуловителей *2* через золосмывной аппарат зола смывается в канал *9*, который в местах возможного выпадения золы также оборудован побудительными соплами *10*. Затем через металлоуловитель *4* зола песковым насосом *7* подается в золопровод, иногда зола собирается в емкости *3*.

Далее путь золы таков же, что и у шлака.

Для смыва и работы сопл устанавливаются центробежные насосы смывной воды *11*, забираемой из бака технической воды *12*. На некоторых установках вместо багерных и песковых насосов установлены аппараты Москалькова, состоящие из приемной каме-

ры для пульпы, сопла и диффузора. Струя воды из сопла с давлением 2,5—6,5 МПа (25—65 кгс/см²) подхватывает шлакозоловую смесь и гонит ее через диффузор в золопровод, который изготовляется из стальных труб. Насосы *6* консольного типа имеют одно рабочее колесо, выполненное из износоустойчивых сплавов, и броню для корпуса; насосы создают напор в 0,45—0,5 МПа (4,5—5 кгс/см²), частота вращения колеса от 585 до 1480 об/мин.

Смывные насосы подают к соплам чистую воду и должны иметь напор 1 МПа (10 кгс/см²). Для смыва шлака требуется у сопл давление не ниже 0,5 МПа (5 кгс/см²), а работа побудительных сопл успешна лишь при давлении воды перед соплом около 0,7 МПа (7 кгс/см²). Скорость воды в каналах для шлака должна быть не ниже 1,6 м/с, золы — 1,0 м/с. Побудительные сопла устанавливаются по оси канала на высоте 150—250 мм от дна и с наклоном к последнему. Стальные

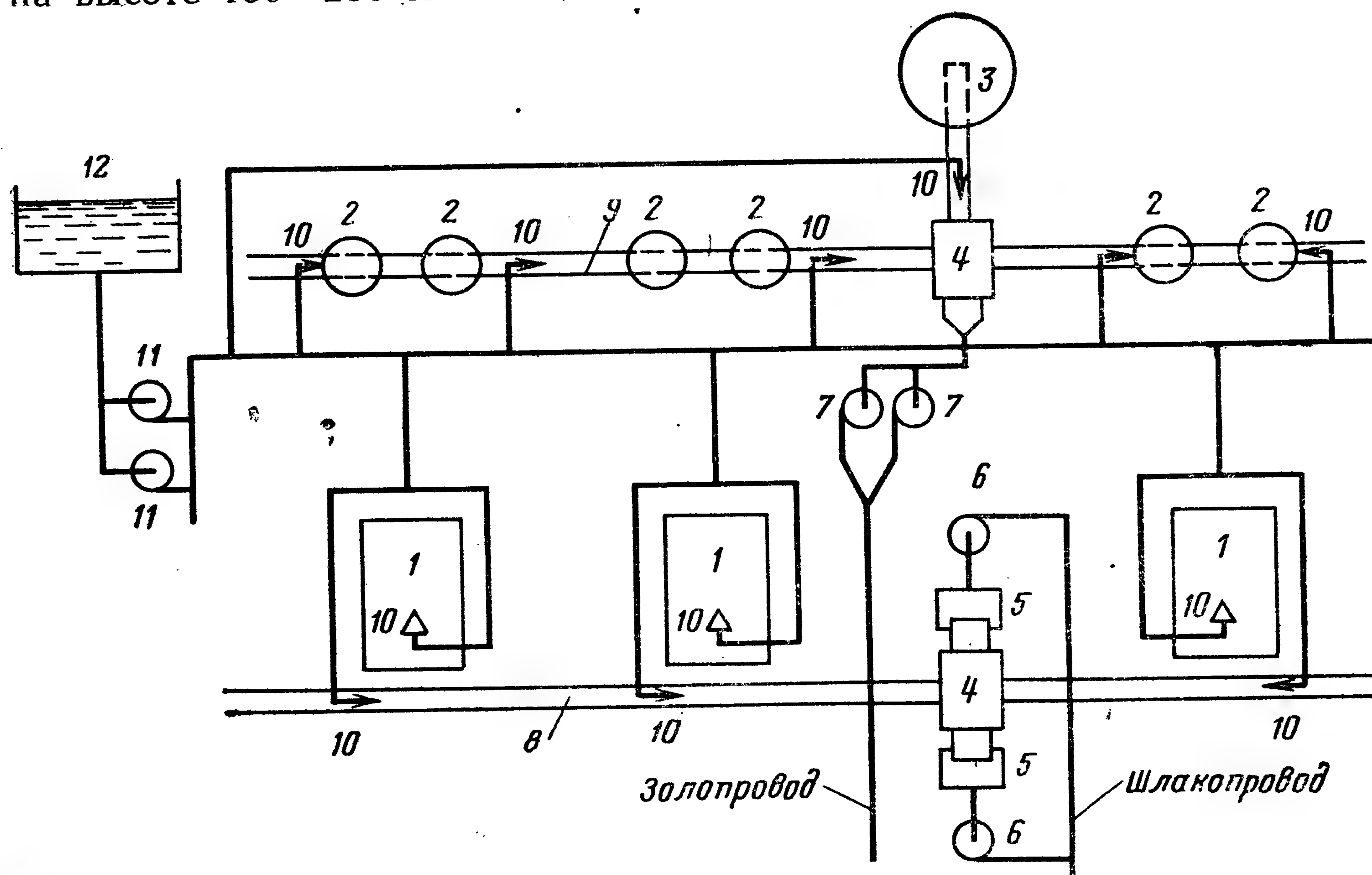


Рис. 7-32. Принципиальная схема гидравлического удаления шлака и золы из котельной.

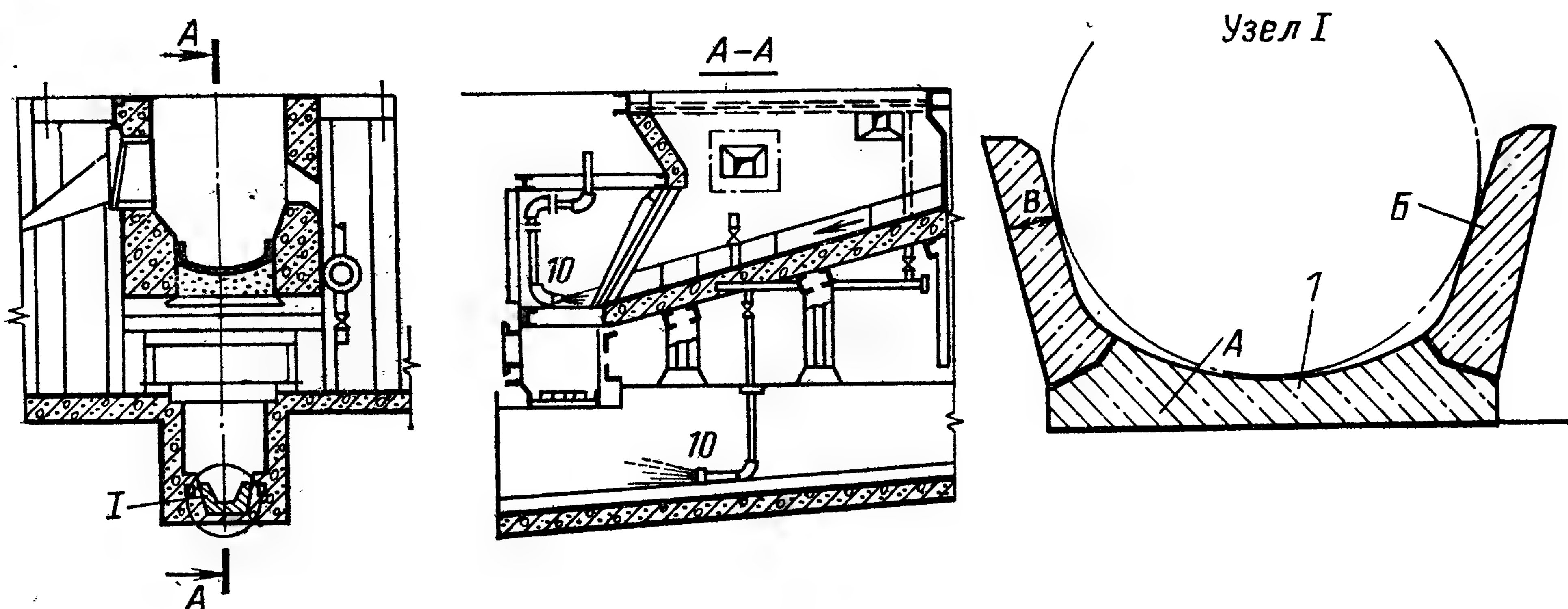


Рис. 7-33. Схема смыва шлака и золы для их удаления по каналу.
1 — базальтовые плиты для защиты канала с формой А, Б, В.

трубы для золошлакопроводов выбираются с толщиной стенки **до 12 мм**, диаметром 250—400 мм и укладываются над землей на опорах. Скорость движения шлакозоловой смеси с водой принимается в пределах 1,6—2,0 м/с, причем до начала и после окончания откачки пульпы золошлакопровод должен быть промыт чистой водой и дренирован.

Для удлинения срока службы золошлакопровод через каждые 1—2 года поворачивают вокруг оси на угол 45—60° и заваривают изношенные участки. Места для отвала шлака и золы выбираются в оврагах, на склонах холмов и на подобных территориях, позволяющих обеспечить работу котельной в течение 25 лет, а при использовании шлака и золы в качестве сырья и раздельном их складировании — на 3 года.

Таблица 7-5

Ориентировочные технико-экономические показатели систем шлакозолоудаления

Система шлакозолоудаления	Максимально допускаемый размер куска, мм	Удельные расходы на 1 т шлака и золы			Затраты, %	
		воды, м³/т	пара, кг/т	электроэнергии, кВт·ч/т	капитальные	эксплуатационные
А. Ручное (вагонетками)	Не ограничен	0,1—0,2	—	0,1—0,2	10	635
Механизированное сухое скрепером	<200	—	—	4—7	100	100
» » скребками	<100	—	—	0,7—1,2	68	75
Механизированное мокрое скрепером	<200	0,1—0,5	—	5—8	110	105
» » скребками	⩽100	0,1—0,5	—	1,0—1,5	75	80
Б. Пневматическое всасывающее	20—30	0,1—0,2	100—170	8—15	40	100
Гидравлическое с багерными и песковыми насосами	60—100	10—30	—	7—12	110	100
Гидравлическое с аппаратами Москалькова	60—150	15—45	—	20—25	100	150

Примечание. В части А за 100 % приняты капитальные затраты для скреперной установки; в Б—с гидроэлеваторами Москалькова.

Вода после золоотвала до попадания в водоемы должна быть осветлена и нейтрализована до норм, установленных Госсанинспекцией СССР. Для предварительной оценки при выборе системы шлакозолоудаления можно воспользоваться табл. 7-5 с ориентировочными технико-экономическими показателями.

Глава восьмая

ТЯГА И ДУТЬЕ В КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ

8-1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Во введении и на рис. В-1 и В-2 было показано, что продукты сгорания топлива удаляются из котельного агрегата за счет тяги (разрежения), создаваемого с помощью либо дымовой трубы, либо трубы и дымососа. Эти устройства преодолевают сопротивление котельной установки движению потока газов, иногда содержащего твердые частицы.

Сопротивления или потери давления газов и воздуха вызываются трением об ограждения, сопротивлением в местных устройствах, пучках труб или при изменениях сечения.

Работа внешних сил, приложенных к элементарной частице в потоке, затрачивается на преодоление сил сопротивления и на увеличение

живой силы. Величина этой работы может быть определена по уравнению Бернулли:

$$dv\,(a\rho\,dy - dp) = dv\,(\rho w\,dw - dR). \tag{8-1}$$

Если далее, сократив уравнение на dv и используя обозначения рис. 8-1,*а*, проинтегрировать уравнение вдоль траектории движения частицы между сечениями *I* и *II*, то получим при постоянной величине плотности жидкости ρ, кг/м^3, выражение

$$a\rho\,(y_1 - y_2) + (p_1 - p_2) = \rho\,\frac{W^2{}_2 - W^2{}_1}{2} + \Sigma R, \tag{8-2}$$

где ΣR — гидравлическое сопротивление между сечениями *I* и *II*.

Для того чтобы применить уравнение (8-2) ко всему потоку, необходимо вместо скорости в точке ввести среднюю для сечения скорость и учесть изменяющуюся плотность жидкости принятием ее среднеарифметического значения между начальным и конечным значениями ρ. Тогда, сгруппировав сопротивления в левой стороне уравнения и объединив их с потерей на изменение скоростных напоров $\rho\frac{w^2{}_2 - w^2{}_1}{2}$, будем иметь уравнение вида

$$\sum R + \rho\,\frac{w^2{}_2 - w^2{}_1}{2} = (p_1 - p_2) - a\rho\,(y_2 - y_1) = h_\text{г}. \tag{8-3}$$

При известной разности s барометрического давления и наружного воздуха на высоте $h_\text{в}$ и давления p в газоходе запишем ее в виде

$$p - h_\text{в} = s \text{ или } p = h_\text{в} - s. \tag{8-4}$$

Если $p < h_\text{в}$, то в газоходе имеет место разрежение, при $p > h_\text{в}$ — давление по сравнению с внешней атмосферой. Подставляя значение p в уравнение (8-3), получаем после преобразований:

$$h_\text{г} = (s_2 - s_1) + (\rho_\text{взд} - \rho_\text{г})\,(y_2 - y_1). \tag{8-5}$$

Если считать, что изменение от уровня Земли барометрического давления $h_\text{в}$ на высоте дымовых труб незначительно, то

$$h_\text{г} = (s_2 - s_1) + (\rho_\text{взд} - \rho_\text{г})\,(y_2 - y_1)$$

или

$$h_\text{г} + \rho_\text{г}\,\frac{w^2{}_2 - w^2{}_1}{2} = (s_2 - s_1) + (y_2 - y_1)\,(\rho_\text{взд} - \rho_\text{г}). \tag{8-6}$$

В правой части уравнения (8-6) первое слагаемое ($s_2 - s_1$) соответствует разности показаний приборов (называемых т я г о м е р а м и) для начала и конца газохода; второе слагаемое показывает величину самотяги.

Самотягой называют величину давления, которое возникает за счет разницы в плотности столба внешнего воздуха по сравнению с плотностью столба газа равной высоты. Самотяга имеет место при наличии разности высот между отметками y_1 и y_2 (рис. 8-1,*б*).

Нетрудно видеть, что в газоходе с движением потока газов вверх самотяга положительна, вниз — отрицательна.

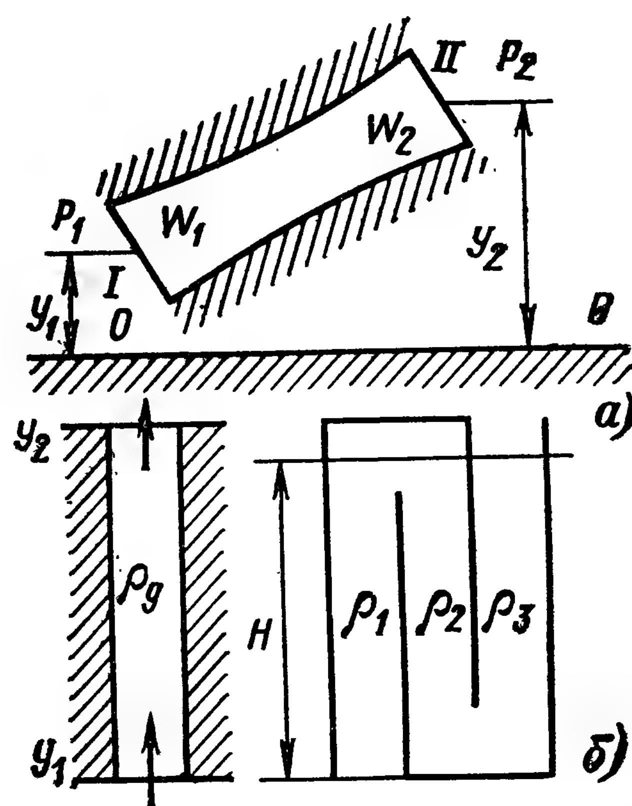


Рис. 8-1. Схемы к определению сопротивления газохода (*а*) и к расчету самотяги (*б*).

Величина суммарной самотяги котельной установки зависит от числа подъемных и опускных газоходов — при подъемных газоходах первом и последнем она положительна и наоборот; если последний газоход подъемный, то самотяга больше, чем в тех случаях, когда он опускной. За счет самотяги, образующейся при установке дымовых труб, и создается разрежение, которое называют **естественной тягой**.

8-2. МЕТОДИКА АЭРОДИНАМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ ТРАКТА ДЫМОВЫХ ГАЗОВ

Метод **аэродинамического расчета** котельных установок [Л. 30] разработан ЦКТИ и используется для подсчета газовых и воздушных сопротивлений и для выбора дымовых труб и тягодутьевых устройств.

Согласно [Л. 30] при аэродинамических расчетах определяются перепады давлений на участках газовоздушных трактов подсчетом их сопротивлений и возникающей на данном участке или в установке самотяги.

Все сопротивления принято делить на:

сопротивления трения при течении в прямом канале постоянного сечения, куда входит и продольное омывание пучка труб;

местные сопротивления, связанные с изменением формы или направления канала;

сопротивления поперечно омываемых труб.

При подсчете потерь на трение, Па (кгс/м²), формулу (4-12) преобразуют к виду

$$\Delta h_{тр} = \lambda \frac{l}{d} \frac{w^2}{2} \rho = \lambda \frac{l}{d} h_д. \tag{8-7}$$

В формуле:

λ — коэффициент сопротивления трением, зависящий от характера движения потока — ламинарного, переходного или турбулентного.

Характер потока принято определять по числу Рейнольдса $Re = wd/\nu$, где ν — кинематический коэффициент вязкости жидкости. При турбулентном потоке, т. е. при $Re > 2320$, величина λ зависит и от шероховатости стен, омываемых потоком.

Остальные величины, входящие в формулу (8-7), определяют по следующим выражениям:

w — среднюю скорость потока, м/с, по (2-146);

ρ — плотность газа делением массы на объем по (2-52), (2-53) и (2-45), (2-50), кг/м³;

d — эквивалентный диаметр, равный для круглого сечения его диаметру и для некруглого определяемый по (2-161) или (2-162), м;

l — длина участка, м.

Величину скоростного напора или динамического давления $h_д = \frac{w^2}{2} \rho$, Па (кгс/м²), определяют по средней для данного участка скорости потока и температуре и по плотности сухого воздуха при давлении в 0,1 МПа (760 мм рт. ст.), а в конце расчета вводят поправку на действительную плотность дымовых газов. Скорости потока и температуры (средние) принимают из теплового расчета.

Далее с помощью рис. 8-2, построенного для определения скоростного напора или динамического давления, находят $h_д$ для газа или воздуха. Если скорости в рассчитываемом участке отличаются от имеющихся на графике величин, то используют формулу, приведенную на рис. 8-2.

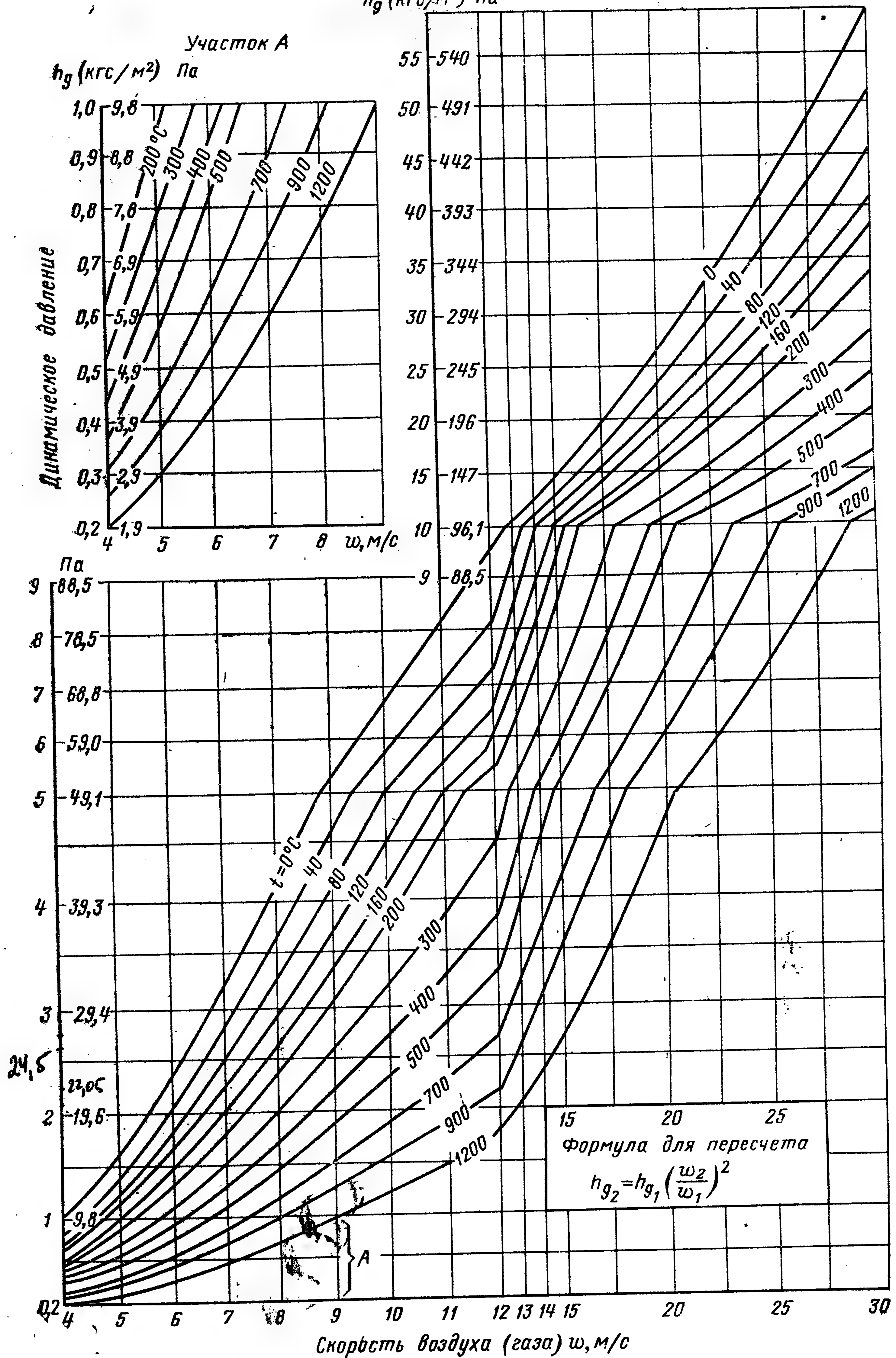
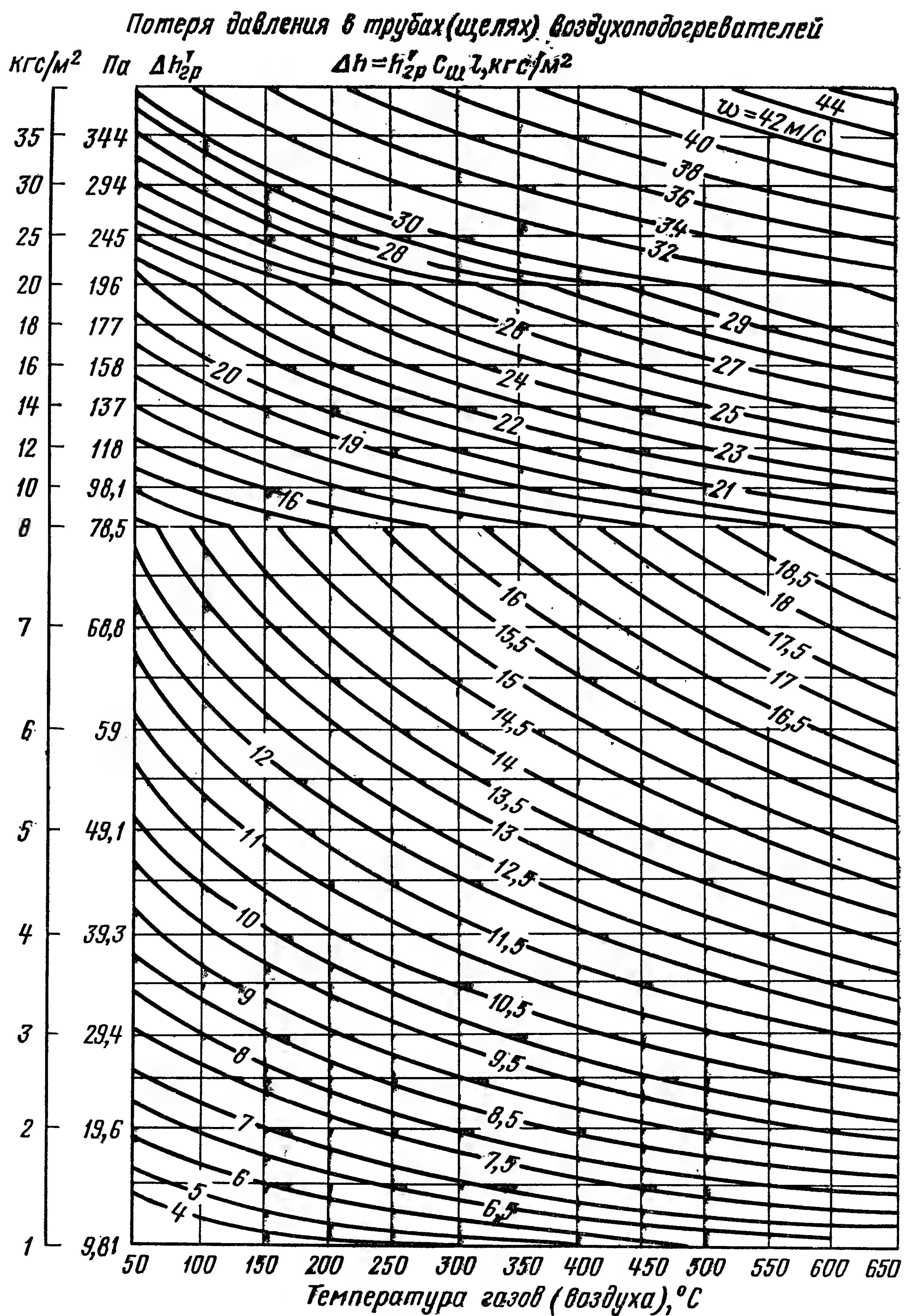


Рис. 8-2. График для определения величины динамического давления.



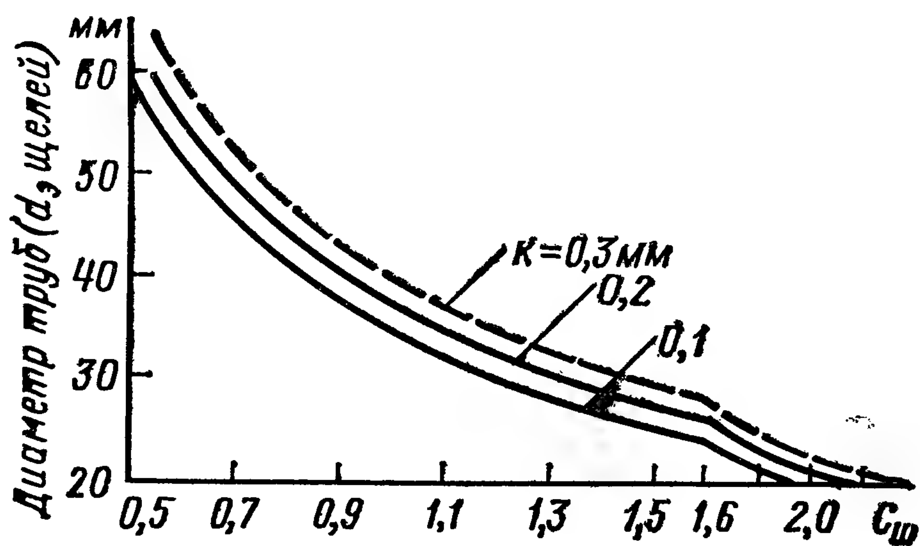


Рис. 8-3. График для определения потери давления в трубах и щелях между пластинами воздухоподогревателей.

Таблица 8-1

Значения коэффициента трения λ

Тип канала	Величина λ
Стальные футерованные кирпичные, бетонные газовоздухопроводы при $d_э>0,9$ м	0,03
То же при $d_э<0,9$ м	0,04
Дымовые трубы стальные, кирпичные, железобетонные	0,03
Стальные нефутерованные газовоздухопроводы	0,02
Продольно омываемые гладкотрубные пучки	0,03
Ширмовые поверхности нагрева	0,04

Для учебных расчетов величину λ можно принять постоянной из табл. 8-1.

Газовоздухопроводы рекомендуется выполнять круглого сечения, собирать на заводе-изготовителе в крупные блоки, устанавливать в них заслонки и крепления для тепловой изоляции. При выборе размеров газопроводов и боровов перед и после золоуловителей скорости в них для предупреждения выпадения золы и золового износа принимают около 10 м/с (см. гл. 4).

При расчете стальных трубчатых и регенеративных воздухоподогревателей для определения их газового сопротивления из теплового расчета принимаются средние величины скорости дымовых газов и температуры потока, см. формулы (2-145) и (2-146). Затем по графику рис. 8-2 определяют величину динамического давления.

При расчете трубчатого воздухоподогревателя по графику рис. 8-3 при известных скорости и температуре газов или воздуха находят потерю давления на длине в 1 м $h'_{гр}$. Далее с помощью табл. 8-2 выбирают значение абсолютной шероховатости $k\cdot 10^{-3}$ м и подсчитывают значение $d_э/k$.

Таблица 8-2

Величины абсолютной шероховатости k для различных поверхностей

Тип поверхности	Среднее значение шероховатости $k\cdot 10^{-3}$, м
Сварные трубы воздухоподогревателей, цельнотянутые трубы котельных поверхностей, стенки воздухоподогревателей из пластин с учетом загрязнения	0,2
Газовоздухопроводы из сварных стальных листов с учетом стыков	0,4
Трубы стальных магистральных к подводящих газопроводов	0,12
Сильно заржавленные стальные трубы	0,7
Чугунные трубы и плиты	0,8
Бетонированные каналы	0,8—9,0
Кирпичная кладка на цементном растворе	0,8—6,0

По графику того же рис. 8-3 для учета шероховатости труб находят $c_ш$. При длине труб l, м, потеря давления, Па (кгс/м²), составит:

$$\Delta h = h'_{гр} c_ш l. \qquad (8\text{-}8)$$

В регенеративных воздухоподогревателях при определении скорости газов или воздуха величину $d_э$ принимают из табл. 2-19. При известных значениях температур и скорости дымовых газов или воздуха по рис. 8-3 находят потерю давления $h'_{гр}$ на 1 м длины (высоты) канала ротора

или его части. Полученную величину умножают на коэффициент $(1+ +11{,}1k)$ и длину (высоту) канала l. Величину k — безразмерную характеристику шероховатости канала — принимают из табл. 8-2.

Потеря на трение в канале с длиной l, м, в регенеративном воздухоподогревателе, включая потери на входе и выходе, Па (кгс/м²), составляет:

$$\Delta h_{тр} = h'_{гр} l (1 + 11{,}1k). \tag{8-9}$$

Потерю давления в местных сопротивлениях и в поперечно омываемых пучках труб, Па (кгс/м²), находят по формуле типа (4-11):

$$\Delta h = \zeta \frac{w^2}{2} \rho k, \tag{8-9а}$$

в которой вместо ξ коэффициент гидравлического сопротивления обозначен через ζ.

Величина динамического давления, так же как и ранее, определяется по скорости газов и температуре потока с помощью рис. 8-2. Коэффициент сопротивления ζ из-за изменения сечения определяют по рис. 8-4, на котором в зависимости от отношения меньшего сечения к большему приведены значения ζ для случая выхода и входа, отнесенные к скорости в меньшем сечении.

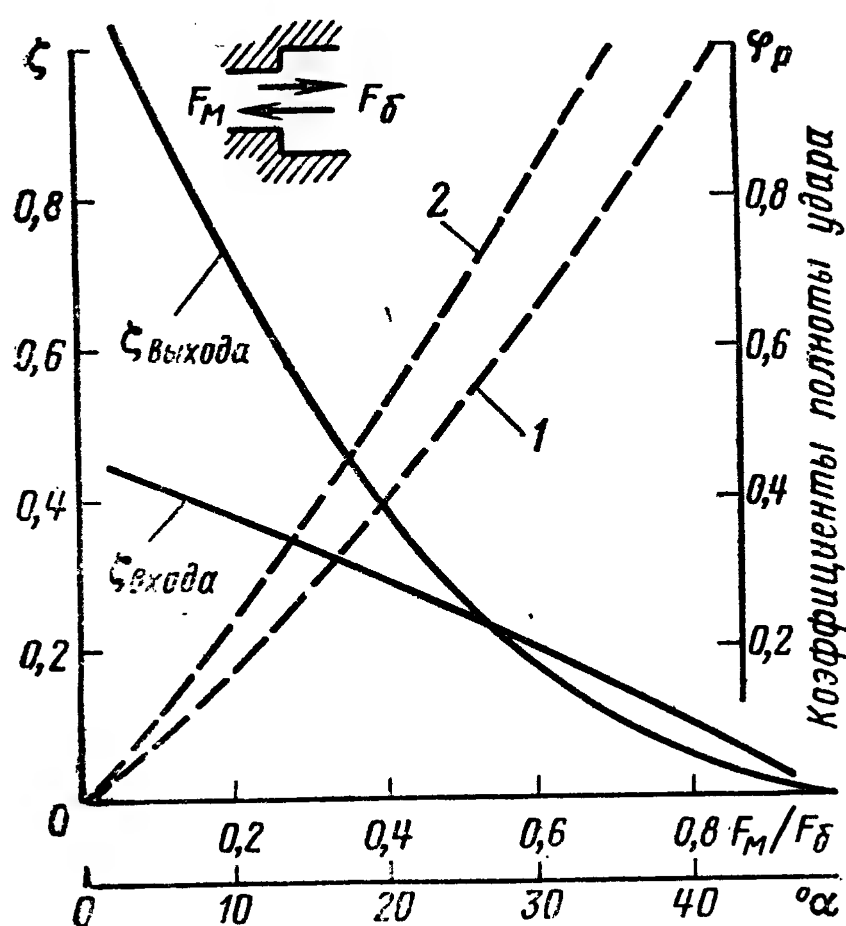


Рис. 8-4. Коэффициент сопротивления при изменении сечения и полноты удара для диффузоров.

При необходимости определения скорости в другом сечении коэффициент сопротивления пересчитывают по формуле

$$\zeta_2 = \zeta_1 \left(\frac{F_2}{F_1}\right)^2 = \zeta_1 \left(\frac{w_1}{w_2}\right)^2. \tag{8-10}$$

Этими же положениями следует пользоваться при определении потерь давления на входе и выходе из труб, газовоздухопроводов и газохода.

Коэффициент сопротивления диффузора зависит от угла раскрытия α, и его величину по наибольшей скорости находят из равенства

$$\zeta_{диф} = \zeta_{вых} \varphi_р. \tag{8-11}$$

В формуле $\zeta_{вых}$ принимают по графику рис. 8-4; $\varphi_р$ — коэффициент расширения или полноты удара в зависимости от α и формы диффузора — плоского, конического по кривой *1* и пирамидального — по кривой *2* рис. 8-4.

Коэффициент сопротивления поворотов (проводов и колен) без изменения сечения подсчитывается по формуле

$$\zeta = \zeta_0 k_\Delta B c. \tag{8-12}$$

В формуле:

ζ_0 — исходный коэффициент сопротивления поворота, зависящий от формы и относительной кривизны, определяемый по рис. 8-5;

k_Δ — коэффициент, учитывающий шероховатость стенок. При обычной шероховатости (см. табл. 8-2) значение k_Δ для отводов равно 1,3; для колен — 1,2, для колен без закругления кромок — 1,4;

B — коэффициент, зависящий от угла поворота; при угле поворота α=30, 60, 90, 120, 150° соответственно B=0,5; 0,8; 1,5; 2,0; 3,0.

c — коэффициент, определяемый отношением высоты к ширине сечения, меняющейся от 0,4 до 1,6; для квадратного или круглого сечения (при острых кромках поворота) равен 1. Для раздающих и собирающих тройников (симметричных и несимметричных) следует пользоваться указаниями [Л. 30].

Сопротивления диффузоров и поворотов следует учитывать при расчете систем пылеприготовления и воздушных трактов крупных котлоагрегатов.

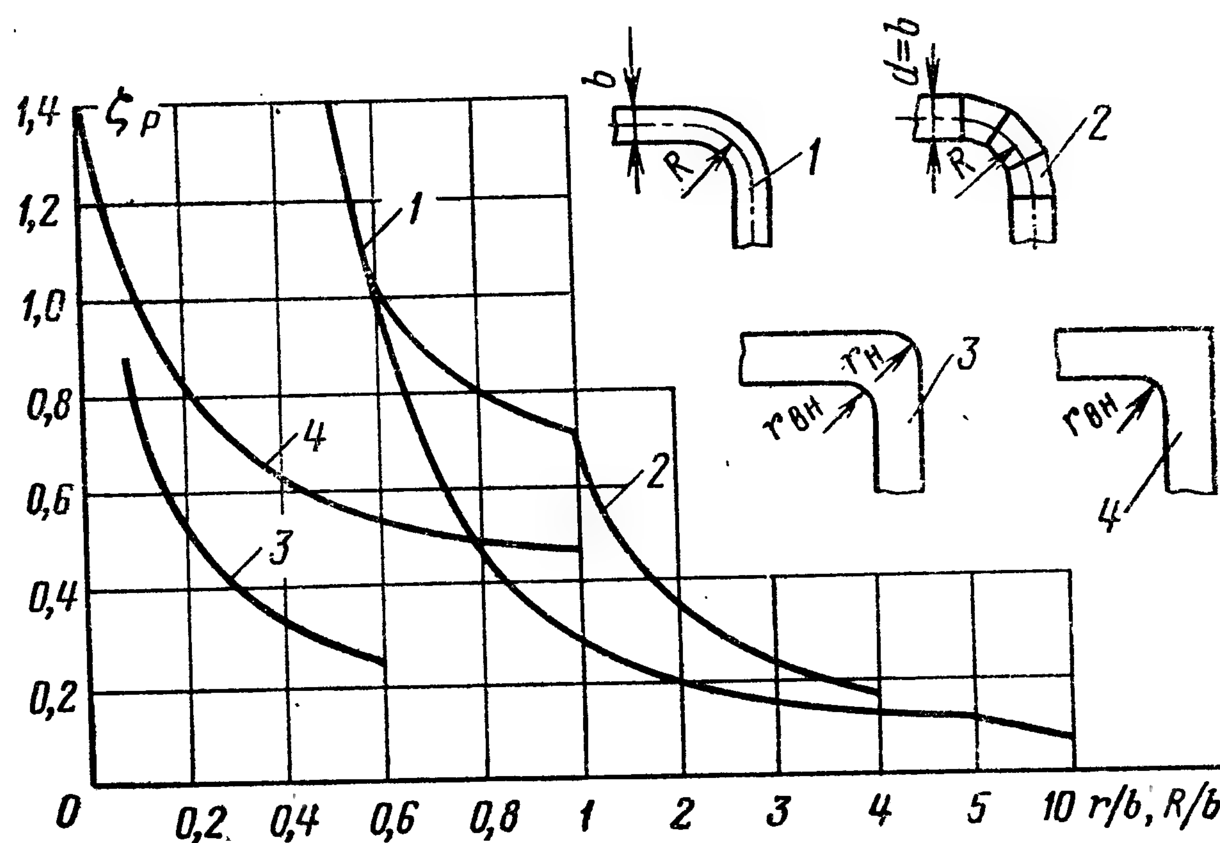


Рис. 8-5. Величина ζ_0 для поворотов газовоздухопроводов.

1 — плавное колено; 2 — колено из секторов; 3 — колено с внутренним и наружным скруглением; 4 — колено с внутренним скруглением.

Сопротивление поперечно омываемых газами пучков труб при наличии и отсутствии теплообмена определяется по формуле (4-11).

Величина коэффициента сопротивления зависит от числа и расположения труб в пучке, числа Re и учитывает условия входа и выхода газов из пучка. Коэффициент сопротивления коридорного пучка труб определяется из выражения

$$\zeta=\zeta_0 z_2. \qquad (8\text{-}13)$$

В выражении:

z_2 — количество рядов труб по глубине пучка;

ζ_0 — коэффициент сопротивления одного ряда труб, зависит от относительных шагов $\sigma_1=s_1/d$; $\sigma_2=s_2/d$, величины $\varphi=s_1-d_н/s_2-d_н$ и числа Re.

При $\sigma_1>\sigma_2$ расчетная формула для ζ_0 имеет вид:

$$\zeta_0=\zeta_{гр} c_{Re} c_s. \qquad (8\text{-}14)$$

Величину ζ_0 при $\sigma_1\leqslant\sigma_2$ находят из выражения

$$\zeta_0=\zeta_{гр} c_{Re}. \qquad (8\text{-}15)$$

Значения входящих в эти формулы величин $\zeta_{гр}$, c_{Re} и c_s определяют по графикам рис. 8-6; при величинах скорости потока, отличных от имеющихся на графике, ζ_0 определяют пересчетом по формуле

$$\zeta^x_0=\zeta_0\left(\frac{w_2}{w_1}\right)^{-0,2}. \qquad (8\text{-}16)$$

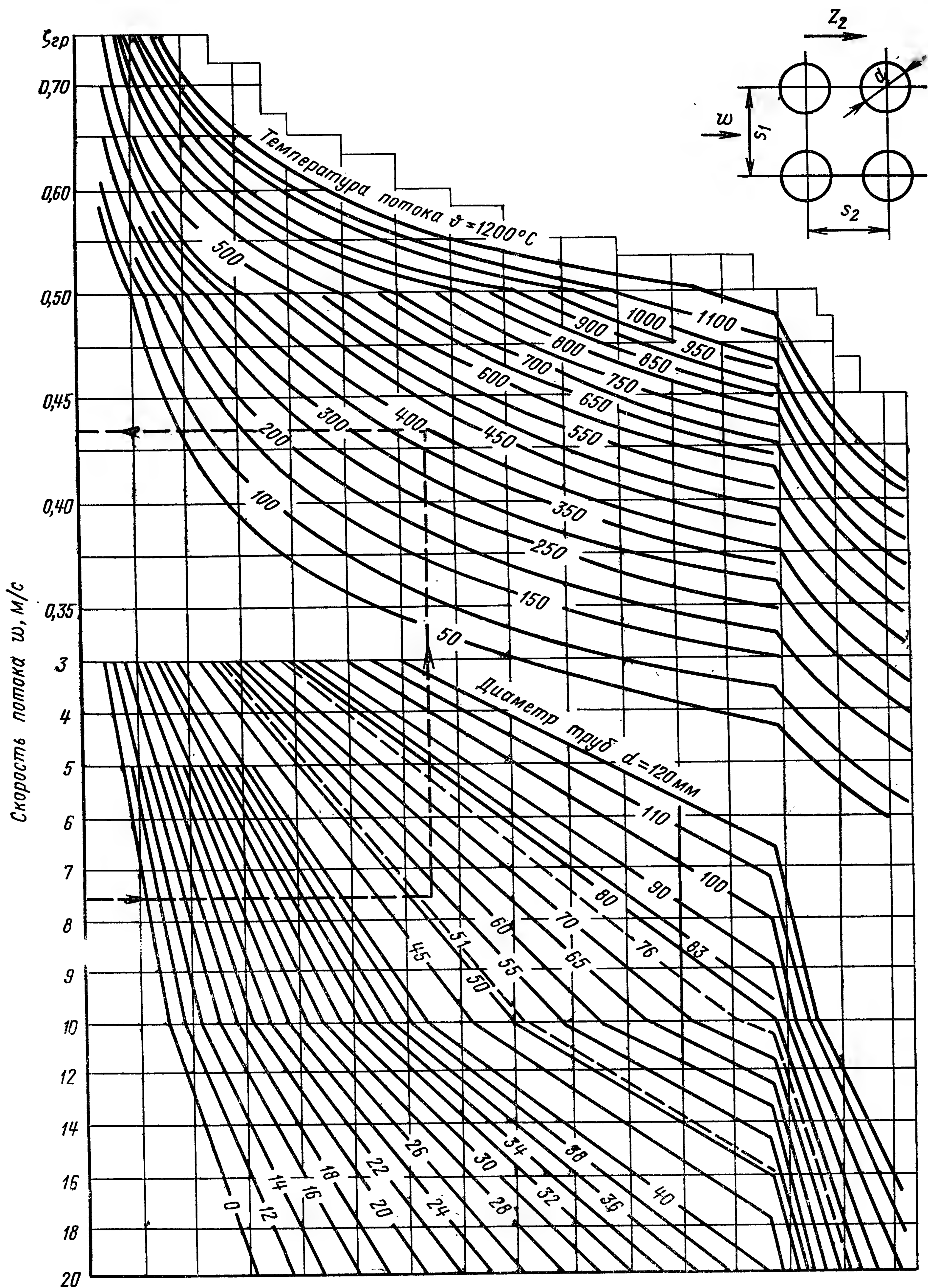
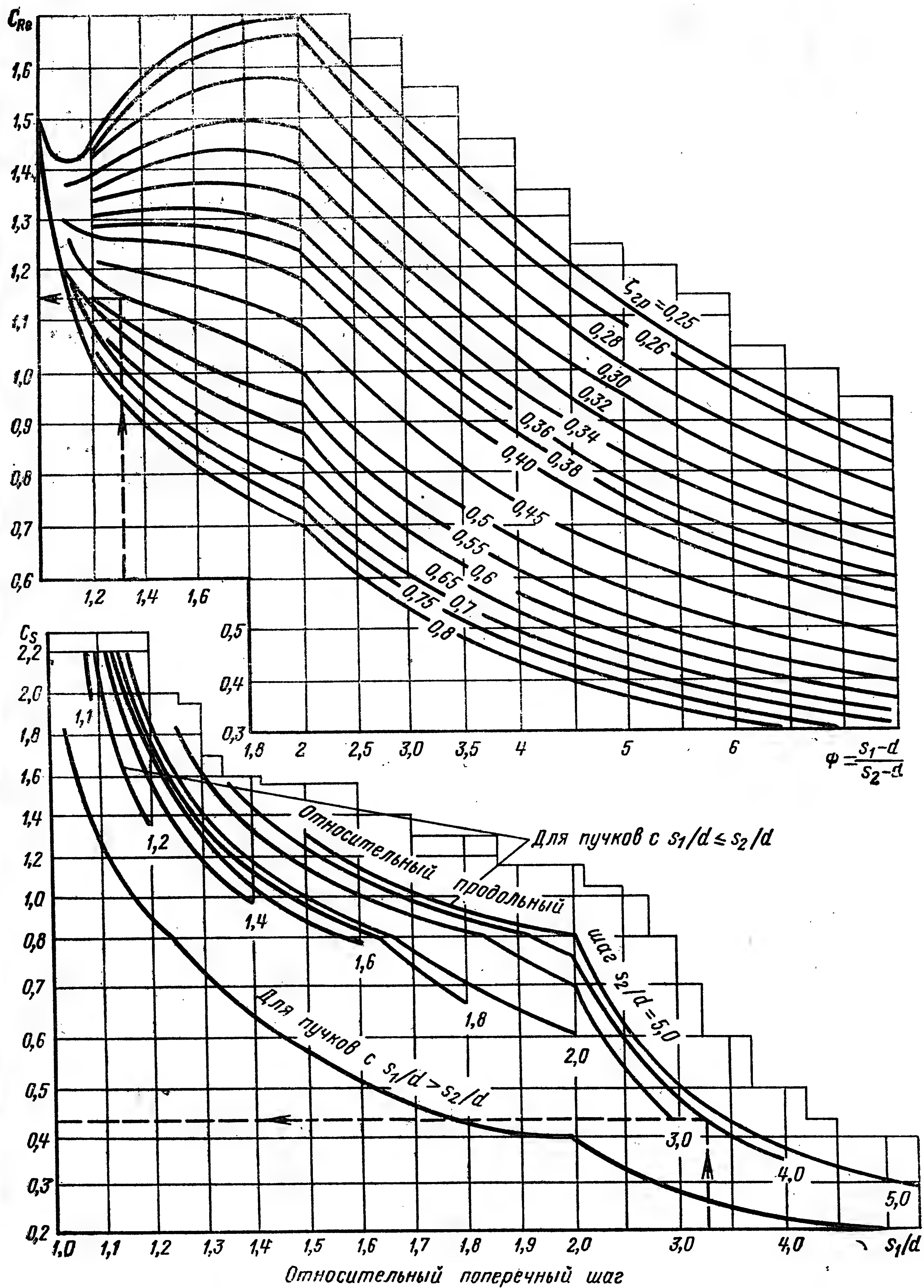


Рис. 8-6. Графики для определения коэффициентов сопротивления



поперечно омываемого коридорного пучка труб.

Подсчитав величину ζ_0 и найдя по рис. 8-2 значение скоростного напора, находят сопротивление пучка труб по формуле типа (4-11). Величину поправочного коэффициента k принимают из табл. 8-3.

Коэффициент сопротивления пучка шахматно расположенных труб определяют из выражения

$$\zeta=\zeta_0(z_2-1). \qquad (8\text{-}17)$$

Значение ζ_0 зависит от формы шахматного пучка, от величин σ_1, φ и диагонального шага труб $s'_2=\sqrt{\frac{1}{4}s_1^2+s_2^2}$. Эта зависимость в данном методе учтена коэффициентом формы c_s. Значение коэффициента ζ_0 связано с числом $\mathrm{Re}^{-0,27}$ следующим образом:

$$\zeta_0=c_s\mathrm{Re}^{-0,27}. \qquad (8\text{-}18)$$

Таблица 8-3

Поправочные коэффициенты к расчетным сопротивлениям поверхностей нагрева

Поверхности нагрева	Коэффициент k
Пучки кипятильных труб:	
многобарабанных вертикально-водотрубных котлов	0,9
котлов малой мощности с поворотом газов в горизонтальной плоскости	1,0
то же с камерой догорания перед первым пучком	1,15
секционных котлов	0,9
Змеевиковые пучки, ширмовые поверхности, плавниковые экономайзеры и вращающиеся регенеративные воздухоподогреватели с эффективной очисткой—газовая сторона	1,2
То же с воздушной стороны	1,2
Нетиповые ребристые водяные экономайзеры при эффективной регулярной обдувке	1,4
То же без обдувки	1,8
Трубчатые воздухоподогреватели:	
газовая сторона	1,1
воздушная сторона	1,05

Для определения сопротивления пучка труб с шахматным расположением построены графики (рис. 8-7), позволяющие в зависимости от скорости и температуры потока находить сопротивление одного ряда труб $h'_{\text{гр}}$, Па (кгс/м²), и поправочные коэффициенты на диаметр труб c_d и форму пучка c_s.

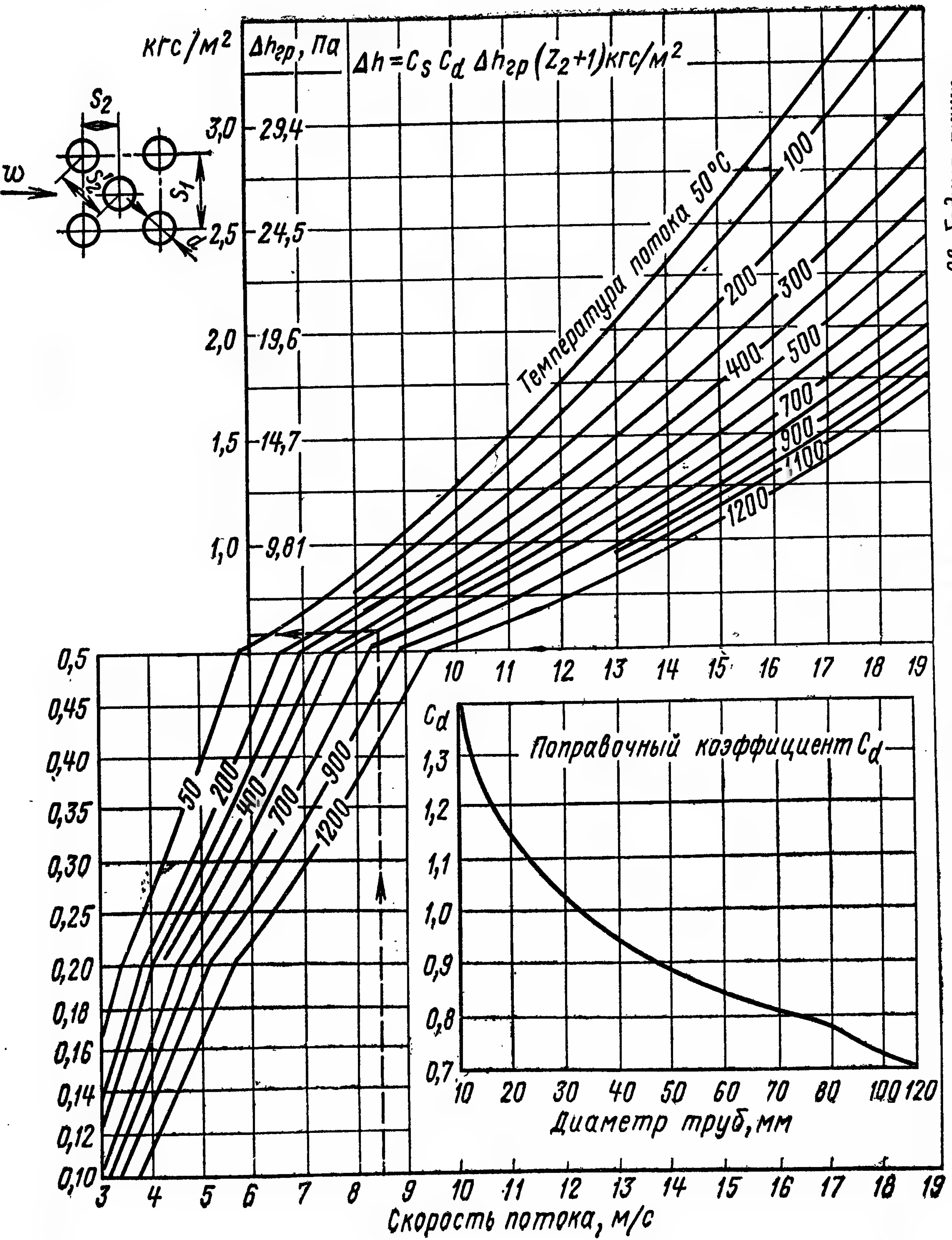
Сопротивление пучка с числом труб по глубине z_2 с поправочным коэффициентом k из табл. 8-3 определяют по выражению

$$\Delta h=h'_{\text{гр}}c_dc_s(z_2+1)k. \qquad (8\text{-}19)$$

В тех случаях, когда значения скоростей потока выходят за пределы значений величин, имеющихся на рис. 8-7, для пересчета сопротивления пучка, Па (кгс/м²), следует воспользоваться формулой

$$\Delta h=\Delta h_{\text{гр}}\left(\frac{w}{w_{\text{гр}}}\right)^{1,73}. \qquad (8\text{-}20)$$

При омывании коридорных и шахматных пучков из труб, расположенных под углом атаки газов $\leqslant 75°$, сечение для прохода газов определяется по осям труб, а сопротивление, подсчитанное для чисто поперечного омывания, увеличивают на 10%. Если в газоходе расположены поперечно омываемые пучки труб, имеющие одинаковые шаги, но раз-



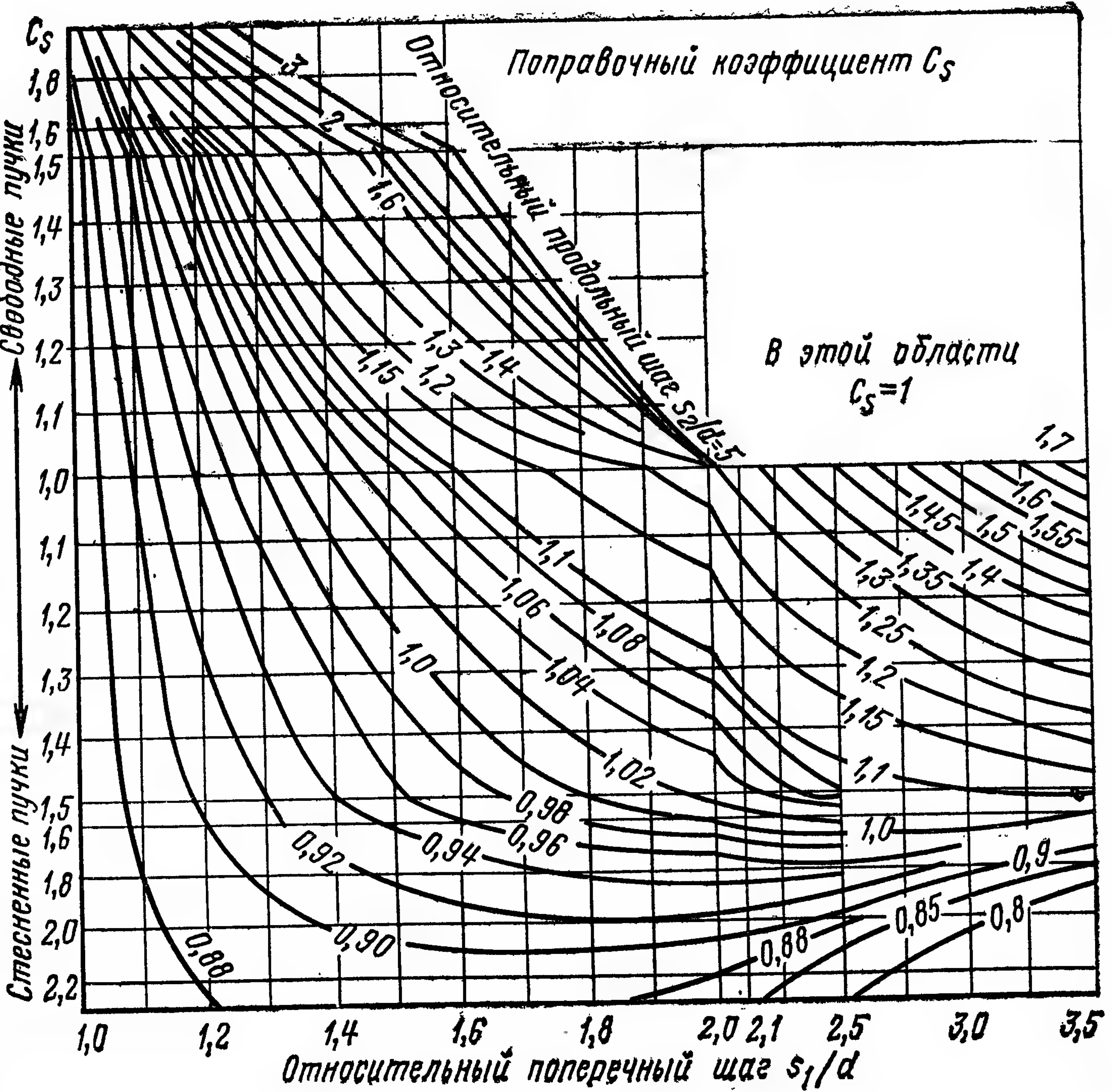


Рис. 8-7. Графики для расчета сопротивления шахматных пучков труб при поперечном омывании.

ные сечения для прохода газов, то рекомендуется усреднять их живые сечения и находить среднюю скорость по формуле (2-146) для трех сечений: в начале, середине и конце поворота (или по среднему сечению).

Если же скорости на участках уже подсчитаны, то усреднение их можно провести по формуле

$$w = \frac{z'_2 w' + z''_2 w'' + \ldots}{z'_2 + z''_2 + \ldots}. \tag{8-21}$$

При продольном омывании живые сечения усредняются по длинам труб на отдельных участках l по формуле (8-21).

Если поверхности нагрева отдельных участков на один ряд или 1 м длины труб или доля разреженных труб в фестоне различаются не больше чем на 25%, в формулу (8-21) можно подставлять вместо числа рядов z или длины труб l величину поверхности нагрева.

Расчет сопротивления ведется по формулам, применяемым для основного пакета труб. При повороте потока газов в пучке поперечно омываемых труб с любым расположением расчет сопротивления такого пучка ведется условно следующим способом: подсчитывается по одному из указанных методов сопротивление пучка без поворота, которое суммируют с сопротивлением поворота, приняв коэффициент местного сопротивления в зависимости от угла поворота:

при угле поворота	45°	90°	135°	180°
коэффициент ζ	0,5	1,0	1,5	2,0

Усреднение живого сечения при расчете местных сопротивлений для двух скоростей выполняется по формуле

$$F = 2\frac{F_1 F_2}{F_1 + F_2} \tag{8-22}$$

и для трех скоростей

$$F = \frac{3}{\frac{1}{F_1} + \frac{1}{F_2} + \frac{1}{F_3}}. \tag{8-23}$$

Если разница в площадях сечений не превышает 25%, то вместо расчета по формулам (8-22) и (8-23) можно принимать среднеарифметические величины. Расчетные формулы для определения живых сечений даны ранее при поперечном омывании — формула (2-142), продольном — формулы (2-143) и (2-144).

Коэффициент сопротивления для чугунных ребристых водяных экономайзеров ВТИ и ЦККБ с прямоугольными и круглыми ребрами находят из формулы

$$\zeta = 0{,}5z. \tag{8-24}$$

Сопротивление чугунного водяного экономайзера, Па (кгс/м²), будет:

$$\Delta h = \zeta h_д, \tag{8-25}$$

в котором учитываются потери на входе и выходе потока из пучка труб.

Газовое сопротивление чугунного водяного экономайзера ВТИ, Па (кгс/м²), можно определить и по формуле

$$\Delta h = 0{,}06 w^2 z, \tag{8-26}$$

где w — средняя скорость газов, м/с.

Коэффициент сопротивления поперечно омываемых чугунных ребристых и ребристо-зубчатых труб воздухоподогревателя можно определить из формулы

$$\zeta = 0{,}5(z + 1). \tag{8-27}$$

Здесь в величину ζ, так же как и для других пучков труб, включены коэффициенты сопротивления на входе и выходе.

Сопротивление пучка чугунных труб воздухоподогревателя подсчитывается по формуле (4-11). При определении живого сечения для прохода газов целесообразно пользоваться данными завода-изготовителя и справочниками [Л. 13].

К числу местных сопротивлений относятся шиберы и заслонки, устанавливаемые в газоходах и воздухопроводах для регулирования тяги или расхода воздуха. При естественной тяге их сопротивление можно принимать в пределах от 5 до 10 Па (0,5—2 кгс/м^2) на каждый шибер или заслонку, при искусственной тяге эти сопротивления не учитывают.

Так же поступают и при расчете сопротивления на трение газопроводов: если скорость газа в них меньше 12 м/с, то сопротивление равно ~1 Па (0,1 кгс/м^2) на 1 м длины; при искусственной тяге и указанных скоростях эти сопротивления не учитывают.

Коэффициенты сопротивления циклонов, блоков циклонов и батарейных циклонов даны в табл. 8-4. Их сопротивление подсчитывают по

Таблица 8-4

Коэффициент гидравлического сопротивления ζ для циклонов с учетом запыленности потока по данным НИИОГАЗ и ЦКТИ

Тип аппарата	Величина ζ	Тип аппарата	Величина ζ
ЦН-11	245	Батарейный циклон:	
ЦН-15	155	с розеткой при $\alpha=25°$	90
ЦН-24	75	с безударным входом $\alpha=25°$	65
Д-49	33		
ЦКТИ	100	с винтом при $\alpha=25°$	85
ЦМС-27	45	типа „Энергоуголь"	110
Блок циклонов	105	Центробежный скруббер ЦС-ВТИ с диаметром $Д_0$, м	0,6; 0,8; 1,0; 1,2 3,4; 3,0; 2,9; 2,8

формуле (4-11), где скорость условно отнесена к сечению цилиндрической части корпуса циклона.

Для блока циклонов и батарейного циклона за живое сечение принимается сумма сечений всех циклонов. При использовании мокрых золоуловителей учитывается охлаждение в них дымовых газов [Л. 30]. Потери на трение в дымовой трубе (кирпичной или железобетонной), Па (кгс/м^2), определяются из выражения

$$\Delta h_{тр} = \frac{0,004}{i} h_д, \qquad (8\text{-}28)$$

где i — средний уклон внутренних стенок трубы, принимаемый для кирпичных и железобетонных труб $i=0,02$.

В стальных трубах, которые выполняются цилиндрическими, потери определяют по формуле (4-12).

Скорость газов на выходе из дымовых труб определяется условием недопустимости задержки ветром газов в трубе («задувания») при естественной тяге и целесообразным выбросом газов на необходимую высоту. При искусственной тяге скорость истечения газов определяется материалом труб и их высотой с учетом необходимости выброса в верхние слои атмосферы. Ориентировочные значения скорости даны в табл. 8-5.

Таблица 8-5

Ориентировочные значения выходных скоростей газов из дымовых труб (по данным Л. А. Рихтера), м/с

Материал для дымовой трубы	Естественная тяга		Искусственная тяга		
	Высота дымовой трубы, м				
	<20	20—45	<20	20—45	>45
Кирпич	5—8	8—10	—	15—20	20—25
Железобетон	5—8	8—10	—	15—20	20—25
Стальной лист	6—10	10—12	12	15	—

При подсчете выходной скорости из дымовых труб при естественной тяге следует учесть охлаждение газов при движении в трубе [Л. 30]. При искусственной тяге охлаждение газов в дымовой трубе не учитывается. Потеря напора с выходной скоростью, Па (кгс/м^2), определяется как величина $h_д$ по графику рис. 8-2 с коэффициентом $\zeta=1,1$, т. е.

$$\Delta h_{вых}=1,1 h_д. \qquad (8\text{-}29)$$

Сопротивление на входе газов из борова или газохода в трубу учитывается по формуле (4-11) с коэффициентом сопротивления на входе $\zeta=1,4$. Высота дымовой трубы для установок, работающих на мазуте и твердом топливе при золоуловителях, зависит от:

приведенного содержания серы и золы в топливе;

расхода топлива;

наличия зданий высотой более 15 м в радиусе 200 м от котельной;

обеспеченности рассеивания в атмосфере летучей золы и газов, содержащих соединения серы и азота [Л. 22].

Высота дымовой трубы должна быть выше конька кровель зданий (расположенных в радиусе 25 м от здания котельной) не менее чем на

Стальные дымовые трубы

Высота, м: 21,4; 21,6; 23,3; 31,8; 32,1; 33,8; 44,2

Внутренний диаметр, м: 0,4; 0,5; 0,63; 0,8; 1,0

Радиус R, м/и число оттяжек: 1/3; 1,6/6; 2,2/6

При подземном примыкании боровов высота цоколя над землей — 0,13 м; под землей — 2,5 м

Угол между оттяжками 120°

Кирпичные и железобетонные трубы

Высота трубы, м: 20; 25; 30; 35; 40; 45; 50; 60; 70; 80; 90; 100; 120; 150

Диаметр выходного отверстия, м: 0,75; 0,9; 1,05; 1,2; 1,5; 1,8; 2,1; 2,4; 3; 3,6; 4,2; 4,8; 6; 7,2; 8,4; 9,6

Материал: Кирпичные или монолитные железобетонные; *

Исполнение: Цилиндрические или конические; Конические

*) Только железобетонные монолитные

Рис. 8-8. Унифицированные размеры стальных, кирпичных и железобетонных дымовых труб.

5 м и при наличии зданий высотой более 15 м в радиусе 200 м — не ниже 35 м.

При естественной тяге и сжигании природного газа высота дымовой трубы должна быть не ниже 20 м. Для котельной, как правило, следует иметь одну общую дымовую трубу для всех котлоагрегатов, стоящую отдельно от здания котельной, с возможностью присоединения к ней еще одного-двух котлов.

Диаметры выходного отверстия стальных, кирпичных и железобетонных труб унифицированы Моспроектом и Теплопроектом в зависимости от высоты (рис. 8-8).

Стальные трубы, которые имеют высоту не более 45 м, изготовляются из листовой стали марки ВСт3пс по ГОСТ 380-60 с толщиной листа 5 и 6 мм. Дымовые трубы могут иметь подземное и надземное примыкание боровов и газоходов. Для стальных труб высота цоколя дана на рис. 8-8; цоколи у кирпичных труб не строят, а газы подводятся при подземных боровах выше уровня грунтовых вод; при надземных — для малых труб на отметке +0,2 м, средних +3,0 м, больших +6,0 м. Боровы и газоходы к дымовой трубе выполняют с сечением, бо́льшим, чем выходное сечение дымовой трубы в 1,25 раза; скорость газов от 5 до 10 м/с, а высота — с отношением к ширине в пределах 1,2—1,5.

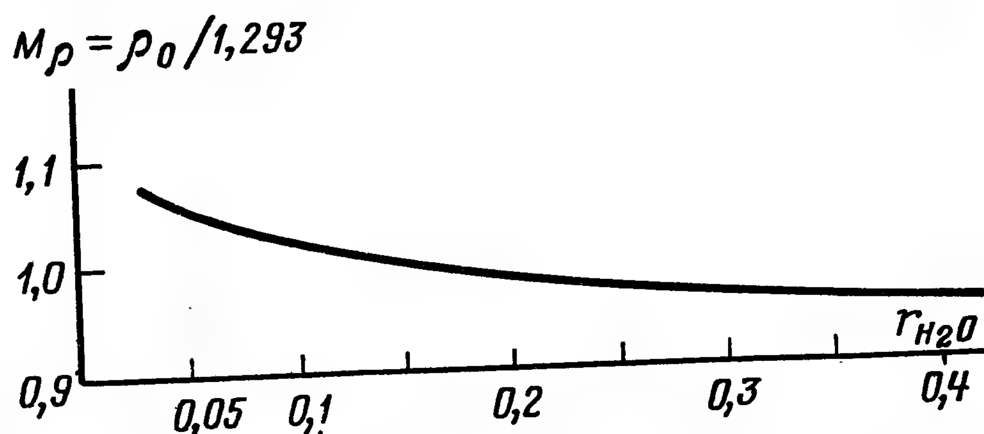


Рис. 8-9. Величина $M\rho=\rho_0/1{,}293$ — поправки сопротивления газоходов котельных установок на плотность газов.

При входе в дымовую трубу или ее цоколь для уменьшения потерь направление оси борова или газохода выполняют под углом 35—45° вверх к горизонтали. Если при вводе газоходов или боровов в имеющуюся дымовую трубу скорость в них оказывается равной или большей скорости газов в дымовой трубе, то во избежание ударов встречных потоков и уменьшения потерь в дымовой трубе устанавливают перегородку с высотой, большей высоты отверстий для входа газов; при естественной тяге перегородки не устанавливают.

Полное сопротивление газового тракта котельной установки, Па (кгс/м²), определяется после подсчета сопротивлений отдельных элементов установки их суммированием:

$$\sum_{\text{топка}}^{\text{труба}} \Delta h = \Sigma\Delta h_{\text{тр}} + \Delta h_{\text{пучков труб}} + \Delta h_{\text{вод.экон}} + \Delta h_{\text{взд.подогр}} + \Delta h_{\text{золоул}} + + \Delta h_{\text{шибер}} + \Delta h_{\text{газоход}} + \Delta h_{\text{трубы}} + \ldots + \Delta h_{\text{остальн}}. \quad (8\text{-}30)$$

К полученной по выражению (8-30) величине необходимо ввести поправку на разницу в плотности дымовых газов и сухого воздуха; ее вводят общим множителем, зависящим от доли водяных паров в составе дымовых газов r_{H_2O}, которая определяется в тепловом расчете по формуле (2-51). Зависимость величины поправки M_ρ от доли водяных паров в дымовых газах r_{H_2O} дана на рис. 8-9.

При расположении котельной установки значительно выше отметки 200 м над уровнем моря и большом газовом сопротивлении >1000 Па (100 кгс/м²) иногда вводят еще одну поправку — на высоту, равную $760/h_{\text{барометрич}}$.

Если дымовые газы сильно загрязнены уносом из топочной камеры, т. е. если найденная из формулы (2-54) величина $\mu \geqslant 0{,}03$, вводят поправку в полученную величину сопротивлений на запыленность в виде коэффициента $(1+\mu)$ для участка до золоуловителя.

С учетом перечисленных поправок сопротивление тракта, Па (кгс/м²), составит:

$$\sum_{\text{топка}}^{\text{труба}} \Delta h = [(\Sigma \Delta h_{\text{тр}} + \Delta h_{\text{пучков труб}} + \Delta h_{\text{вод.эк}} + \Delta h_{\text{возд.под}})(1+\mu) +$$

$$+ \Delta h_{\text{золоул}} + \Delta h_{\text{шибер}} + \Delta h_{\text{газох}} + \Delta h_{\text{трубы}} + \ldots + \Delta h_{\text{остальн}}] M_\rho \frac{760}{h_{\text{бар}}}. \quad (8\text{-}31)$$

Самотягу в котельной установке и в дымовой трубе, Па (кгс/м²), можно подсчитать по формуле

$$h_{\text{с}} = \pm H \left(1{,}2 - \rho^0 \frac{273}{\vartheta + 273}\right). \quad (8\text{-}32)$$

В формуле:

H — расстояние по вертикали между серединами конечного и начального сечений данного участка тракта (см. рис. 8-1,*б*), м;

ρ^0 — приведенная к 0°С и 760 мм рт. ст. плотность дымовых газов, определяемая с помощью рис. 8-9, так как $\rho^0 = 1{,}293 M_\rho$, кг/м³;

ϑ — средняя температура потока, °С, на данном участке.

Если в установке естественная тяга, то в величину самотяги без дымовой трубы вносится поправка на барометрическое давление $h_{\text{бар}}$, Па (кгс/м²), по формуле

$$h'_{\text{с}} = \Sigma h_{\text{с}} \frac{h_{\text{бар}}}{760}. \quad (8\text{-}33)$$

При искусственной тяге подсчитанная величина самотяги в газоходе и в газовом тракте алгебраически суммируется с самотягой в дымовой трубе. Далее учитывается разрежение или давление на выходе из топочной камеры, составляющее первое $h''_{\text{т}} = 20$—30 Па (2—3 кгс/м²) и второе до 1000 Па (100 кгс/м²), и подсчитывается перепад полных давлений по газовому тракту, Па (кгс/м²):

$$\sum h_{\text{пол}} = h''_{\text{т}} + \sum_{\text{топка}}^{\text{труба}} \Delta h - h'_{\text{с}}. \quad (8\text{-}34)$$

Полученная величина позволяет проверить достаточность тяги дымовой трубой, которую определяют из выражения, Па (кгс/м²):

$$h_{\text{с.тр}} \geqslant H_{\text{тр}} \left(\frac{352}{273 - t_{\text{взд}}} - \rho^0 \frac{273}{273 - \vartheta - \frac{\Delta\vartheta H_{\text{тр}}}{2}}\right) \frac{h_{\text{бар}}}{760} -$$

$$- (\Delta h_{\text{вых}} + \Delta h_{\text{тр}}) \frac{\rho^0}{1{,}293} \frac{760}{h_{\text{бар}}}, \quad (8\text{-}35)$$

где $t_{\text{взд}}$ — температура наружного воздуха, °С.

Проверку достаточности естественной тяги при наличии дымовой трубы проводят для зимней и летней температур воздуха. При искусственной тяге в величину $h'_{\text{с}}$ включена и самотяга в дымовой трубе.

Перепад полных давлений по газовому тракту в этом случае находят по формуле

$$\sum h_{\text{пол}} = \Delta h''_{\text{топки}} + \sum_{\text{топка}}^{\text{труба}} \Delta h - h_{\text{c}} \qquad (8\text{-}36)$$

и полученную величину используют для выбора дымососа.

В котельных с агрегатами теплопроизводительностью, равной или большей 1,2—1,8 МВт (1—1,5 Гкал/ч), при наличии водяного экономайзера, воздухоподогревателя, а иногда и золоуловителя применение искусственной тяги становится обязательным, так как перепад полных давлений составляет >1 кПа (≥100 кгс/м²).

Дымовая же труба при температуре уходящих газов около 200°С, высоте 60 м и при зимней температуре —25°С может создать разрежение только около 0,45 кПа (45 кгс/м²), т. е. вдвое меньшее. В котельных с меньшей теплопроизводительностью естественная тяга, создаваемая дымовыми трубами с высотой от 25 до 45 м, применяется широко.

8-3. АЭРОДИНАМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СОПРОТИВЛЕНИЙ ТРАКТА ДЛЯ ВОЗДУХА

Воздух, необходимый для горения топлива, может поступать в топочное устройство за счет разрежения в топке или подан вентилятором. Давление, развиваемое вентилятором, расходуется на преодоление сопротивлений воздушного тракта — на входе, в поворотах, на трение, в шиберах, направляющих аппаратах, воздуховодах до и после вентилятора, калориферах, воздухоподогревателе, коробах, поворотах, шиберах за ним, колосниковой решетке или горелках до поступления воздуха в топочную камеру. Поскольку воздуховоды в котельных установках выполняются небольшой длины, но со значительными диаметрами и малыми скоростями, то потери на трение в них незначительны и их можно не учитывать. Если же скорости воздуха выбраны высокими — больше 12 м/с, то подсчитывается сопротивление трения на наиболее длинном участке с постоянным сечением и полученная величина умножается на отношение суммарной длины воздуховода к длине выбранного участка.

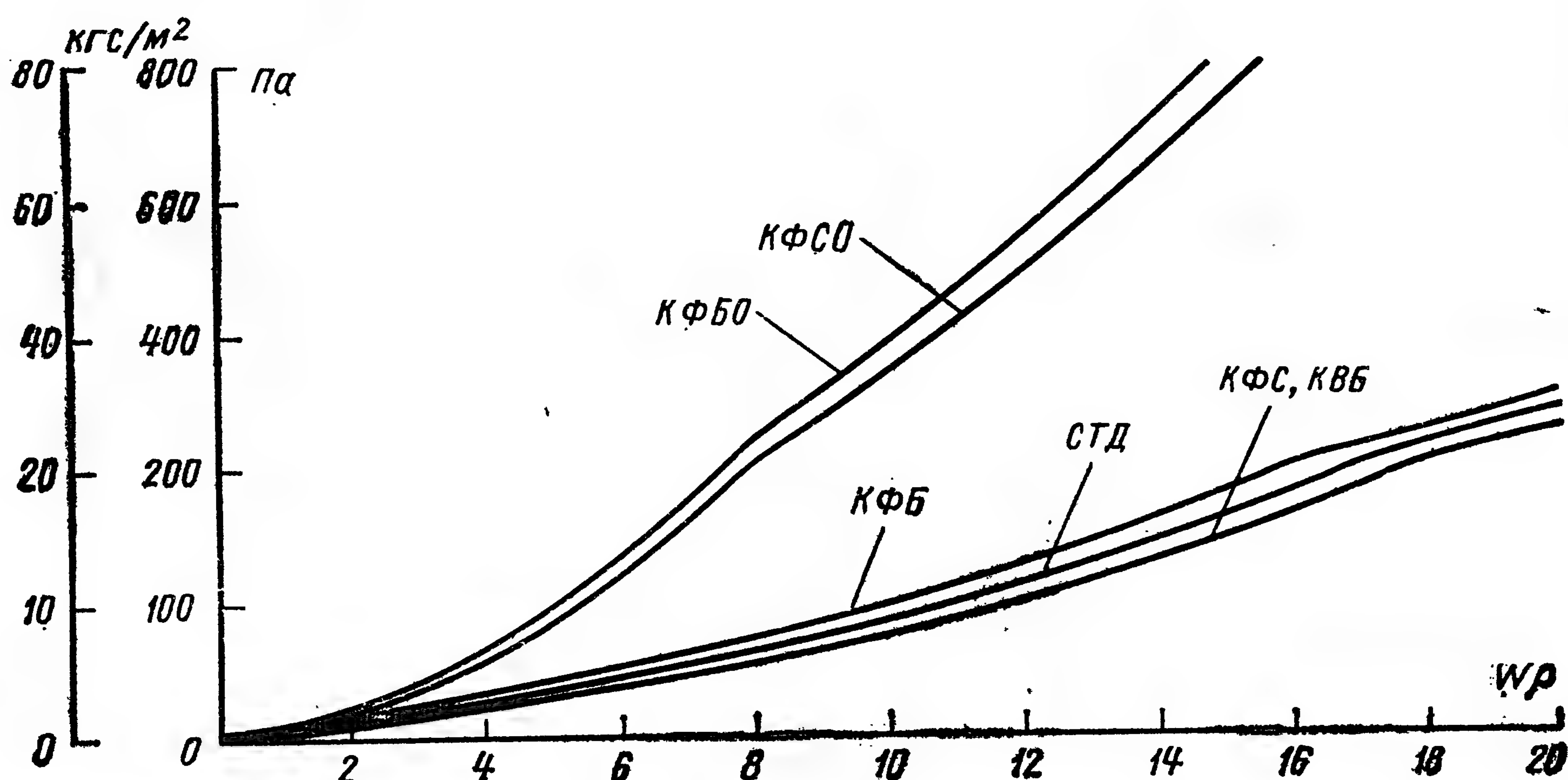


Рис. 8-10. Сопротивление одного ряда труб калориферов в зависимости от массовой скорости воздуха $w\rho$.

Для определения сопротивления калориферов дан рис. 8-10, по которму можно найти потери на один ряд труб калориферов различной конструкции.

Сопротивление воздухоподогревателей считают по формуле (4-11). Для трубчатых воздухоподогревателей, где воздух омывает шахматно расположенный пучок труб, по рис. 8-7 определяют сопротивление одного ряда труб, а также поправочные коэффициенты и, приняв величину k по табл. 8-3, находят сопротивление пучка труб с их числом по глубине z_2 по формуле (8-19).

В коробах, изменяющих направление потока воздуха в воздухоподогревателе, сопротивление определяют по формуле (4-11) с коэффициентом $\xi=0,9$ при 90° и 3,5 при 180°. Подсчитанные сопротивления трубчатого воздухоподогревателя суммируются и умножаются на 1,05.

При проходе воздуха внутри труб, а газов снаружи подсчет сопротивления воздухоподогревателя ведется по графикам (8-2), (8-3) и формуле (4-12).

Сопротивление регенеративных воздухоподогревателей по воздушной стороне подсчитывают по тем же формулам, которые используются для тракта газов.

Сопротивление чугунных ребристых и зубчато-ребристых воздухоподогревателей, Па (кгс/м²), можно определять по формуле

$$\Delta h=\left(0,24+0,009\frac{l}{d_э}\right)z_2\sqrt{\rho w^2}, \qquad (8\text{-}37)$$

где z_2 — число последовательно включенных труб длиной l, м.

Давление воздуха под колосниковой решеткой при номинальной нагрузке для топок с неподвижной решеткой и ручным забросом всех топлив, кроме каменных углей, для топок типа ПМЗ — РПК при сжигании антрацитов, для топок с цепными решетками типа БЦР при сжигании антрацитов, торфа и для топок Померанцева скоростного горения при сжигании древесных отходов следует принимать равным 1 кПа (100 кгс/м²).

Для каменных углей, сжигаемых в топках с ручным забросом, топках ПМЗ-РПК, топках с шурующей планкой и на цепных решетках с ПМЗ и прямом их ходе давление воздуха рекомендуется принимать 0,8 кПа (80 кгс/м²).

При обратном ходе цепных решеток с пневмомеханическими забрасывателями при сжигании всех топлив давление воздуха под решеткой обеспечивается ~0,5 кПа (50 кгс/м²), а для наклонно переталкивающих топок при сжигании кускового сланца — 0,7 кПа (70 кгс/м²). Для топок с шурующей планкой давление воздуха под решеткой С. В. Татищев [Л. 17] рекомендует иметь от 0,85 до 1,2 кПа (85—120 кгс/м²).

При камерном сжигании топлива в потери входят сопротивления горелок, включающие в себя потери с выходной скоростью. Для твердого топлива потери давления считаются по скорости выхода вторичного воздуха; коэффициент сопротивления круглых турбулентных горелок типа Бабкок-ТКЗ, ОРГРЭС, ЦКТИ составляет $\xi=4,5—5,0$.

Щелевые неподвижные горелки и амбразуры с эжектирующими вставками имеют $\xi=2,2$, горелки поворотные $\xi=0,5$. Для других видов горелок следует пользоваться данными их испытаний.

Горелки для газа и мазута обычно имеют сопротивление (включая потери с выходной скоростью) около 1,5—2 кПа (150—200 кгс/м²). Если потери считать по входной скорости в горелку, в амбразуру или регистр,

значения коэффициентов сопротивления составят: у горелок ЦКТИ — 3,3—3,8; НГМГ — 8,0; ротационной без закручивающего аппарата и ГМГ — 2,0. Эти значения подставляют в формулу (4-11). Полученные отдельные сопротивления воздушного тракта суммируют.

В воздухоподогревателях из двух ступеней следует подсчитать величину самотяги по формуле (8-32), поставив в нее вместо ϑ среднюю температуру воздуха $t_{взд}^{ср}$. Далее определяют перепад полных давлений, кПа (кгс/м^2), из выражения

$$\Sigma\Delta h_{полн} = \Sigma\Delta h \frac{760}{h_{бар}} - \Sigma h_с - (h''_т + 0{,}95H_т), \qquad (8\text{-}38)$$

которое используется при выборе вентилятора.

8-4. ВЫБОР ДЫМОСОСОВ И ВЕНТИЛЯТОРОВ

По рекомендациям СНиП [Л. 2] каждый котельный агрегат должен иметь свой вентилятор и дымосос, и только при производительности агрегатов менее 0,28 кг/с (1 т/ч) и 0,7 кВт (0,6 Гкал/ч) допускается установка групповых тягодутьевых машин, состоящих из двух дымососов и двух вентиляторов.

Основными параметрами центробежных тягодутьевых машин являются их производительность и давление, представляющее собой перепад полных давлений в выходном и входном патрубках. Характеристикой тягодутьевых машин считают связь между полным давлением H и производительностью Q при данной скорости вращения и плотности перемещаемой среды, которые завод-изготовитель обычно задает при температуре для дымососов в 200°С, вентиляторов в 20°С и давлении 101,3 кПа (760 мм рт. ст.).

Для пересчета полного давления, кПа (кгс/м^2), на заводские, или, наоборот, с заводских на требуемые условия используют формулу

$$H_{прив} = H_{завод} \frac{1{,}293}{\rho^0} \frac{T}{T_{завод}} \frac{760}{h_{бар}}. \qquad (8\text{-}39)$$

В формуле:

ρ^0 — плотность воздуха или газов при 0°С и 101,3 кПа (760 мм рт. ст.); определяется по рис. 8-9;

T — действительные абсолютные температуры воздуха или газов у вентилятора или дымососа;

$T_{завод}$ — температуры, принятые по данным завода.

Производительность тягодутьевой машины, м^3/с (м^3/ч), составляет для дымососа

$$Q = B_р V_г \frac{\vartheta + 273}{273} \frac{760}{h_{бар}}. \qquad (8\text{-}40)$$

В формуле:

$B_р$ — расчетный расход топлива при номинальной нагрузке котлоагрегата, кг/с, м^3/с (кг/ч, м^3/ч);

$V_г$ — полный объем газов перед дымососом;

ϑ — температура уходящих или других перекачиваемых газов перед дымососом, °С.

В полученные для дымососа величины полного давления $H_{привед}$ и производительность Q вводятся коэффициенты запаса (табл. 8-6).

Найденные величины позволяют подобрать с соответствующими характеристиками тягодутьевую машину. На твердом топливе при

Таблица 8-6

Коэффициент запаса по давлению и производительности для дымососов и вентиляторов

Производительность котлоагрегатов	Коэффициент запаса			
	по давлению		по производительности	
	дымососа	вентилятора	дымососа	вентилятора
0,56 кг/с или 17,5 МВт (20 т/ч или 15 Гкал/ч) и ниже	1,20	1,30	1,15	1,05—1,15
Больше 0,56 кг/с или 17,5 МВт (20 т/ч или 15 гкал/ч)	1,15	1,20	1,15	1,05—1,1

$Q<21$ м³/с ($75\cdot10^3$ м³/ч) для уменьшения износа частота вращения не должна превышать 970, а при большем — 730 об/мин.

Для вентиляторов формула (8-40) принимает вид:

$$Q_{\text{взд}}=B_{\text{р}}V^0(\alpha_{\text{т}}-\Delta\alpha_{\text{т}}-\Delta\alpha_{\text{пл}}+\Delta\alpha_{\text{взп}})\frac{t_{\text{взд}}+273}{273}. \quad (8\text{-}41)$$

В формуле:

V^0 — теоретически необходимое количество воздуха;

$\alpha_{\text{т}}$, $\Delta\alpha_{\text{т}}$, $\Delta\alpha_{\text{пл}}$ и $\Delta\alpha_{\text{взд}}$ — коэффициенты избытка воздуха и присосы воздуха;

$t_{\text{возд}}$ — температура воздуха на входе в вентилятор, °С.

Область экономичной работы тягодутьевых машин дана на рис. 8-11 для дымососов Д и вентиляторов ВД типа 0,55-40-I [Л. 37].

Для нагрузки, отличающейся от номинальной нагрузки агрегата, в первом приближении изменение объема подаваемого воздуха может быть найдено из следующего уравнения, в котором индекс 1 относится к номинальной, а 2 — к новой нагрузке D котлоагрегата:

$$\frac{Q_1}{Q_2}\approx\frac{D_1}{D_2}\,\frac{\eta_{\text{ку}1}\alpha_{\text{усл}1}(100-q_{41})}{\eta_{\text{ку}2}\alpha_{\text{усл}2}(100-q_{42})}. \quad (8\text{-}42)$$

В уравнении: $\alpha_{\text{усл}}=\alpha_{\text{т}}-\Delta\alpha_{\text{т}}-\Delta\alpha_{\text{пл}}+\Delta\alpha_{\text{взп}}$ — коэффициент избытка воздуха в топке (без присосов по тракту);

$\eta_{\text{ку}}$ — к. п. д. брутто котельной установки;

q_4 — потери теплоты от механического недожога в процентах.

Величины $\eta_{\text{ку}}$, $\alpha_{\text{усл}}$, q_4 с уменьшением нагрузки меняются различно: $\eta_{\text{ку}}$ возрастает, а q_4 падает; величина $\alpha_{\text{усл}}$ при снижении нагрузки увеличивается.

Для водогрейных котлов в формулу (8-42) надлежит подставлять вместо паропроизводительности D, кг/с (т/ч), величину тепловой нагрузки Q, МВт (Гкал/ч). Изменение объема удаляемых дымовых газов можно найти из выражения

$$\frac{Q_1}{Q_2}\approx\frac{D_1\eta_{\text{ку}}\alpha_{\text{усл}1}(\vartheta_{\text{ух}1}+273)}{D_2\eta_{\text{ку}}\alpha_{\text{усл}2}(\vartheta_{\text{ух}2}+273)}. \quad (8\text{-}43)$$

Потребляемая тягодутьевой машиной при полной нагрузке мощность, кВт, будет:

$$N=\frac{1,1QH}{3670\eta}, \quad (8\text{-}44)$$

где η — к. п. д. машины при полном давлении и производительности по данным завода-изготовителя, ориентировочно принятый для машин одностороннего всасывания от 0,7 до 0,69.

При переменной производительности на входе газа или воздуха в рабочее колесо тягодутьевой машины в подводящий карман устанавливают направляющие аппараты, которые, закручивая поток в направлении вращения колеса, снижают потери.

Общий вид тягодутьевой машины одностороннего всасывания и направляющие аппараты различного типа изображены на рис. 8-12. Наи-

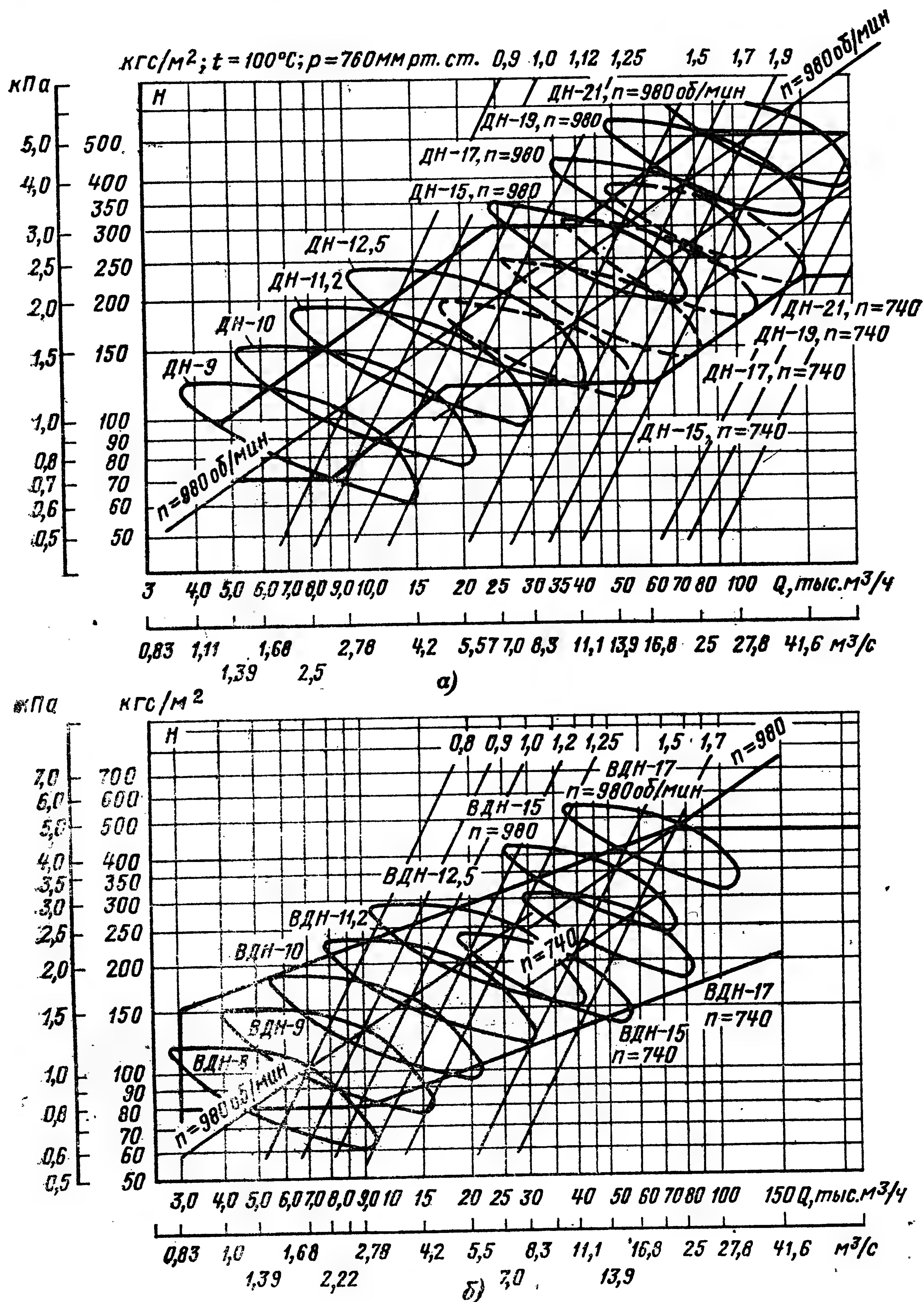
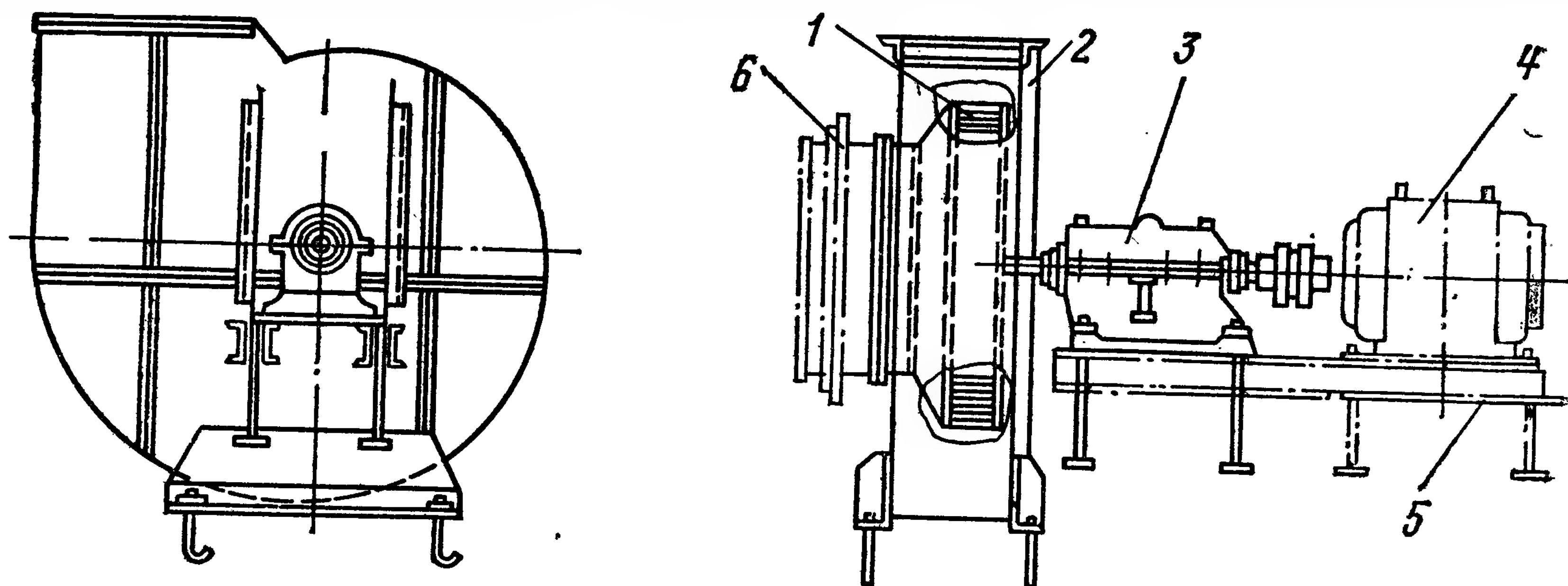
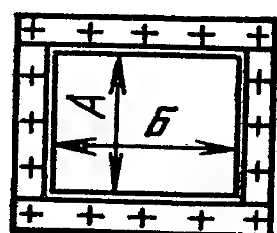


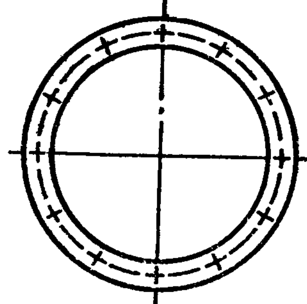
Рис. 8-11. Характеристики тягодутьевых машин типа 0,55-40-1 одностороннего всасывания.

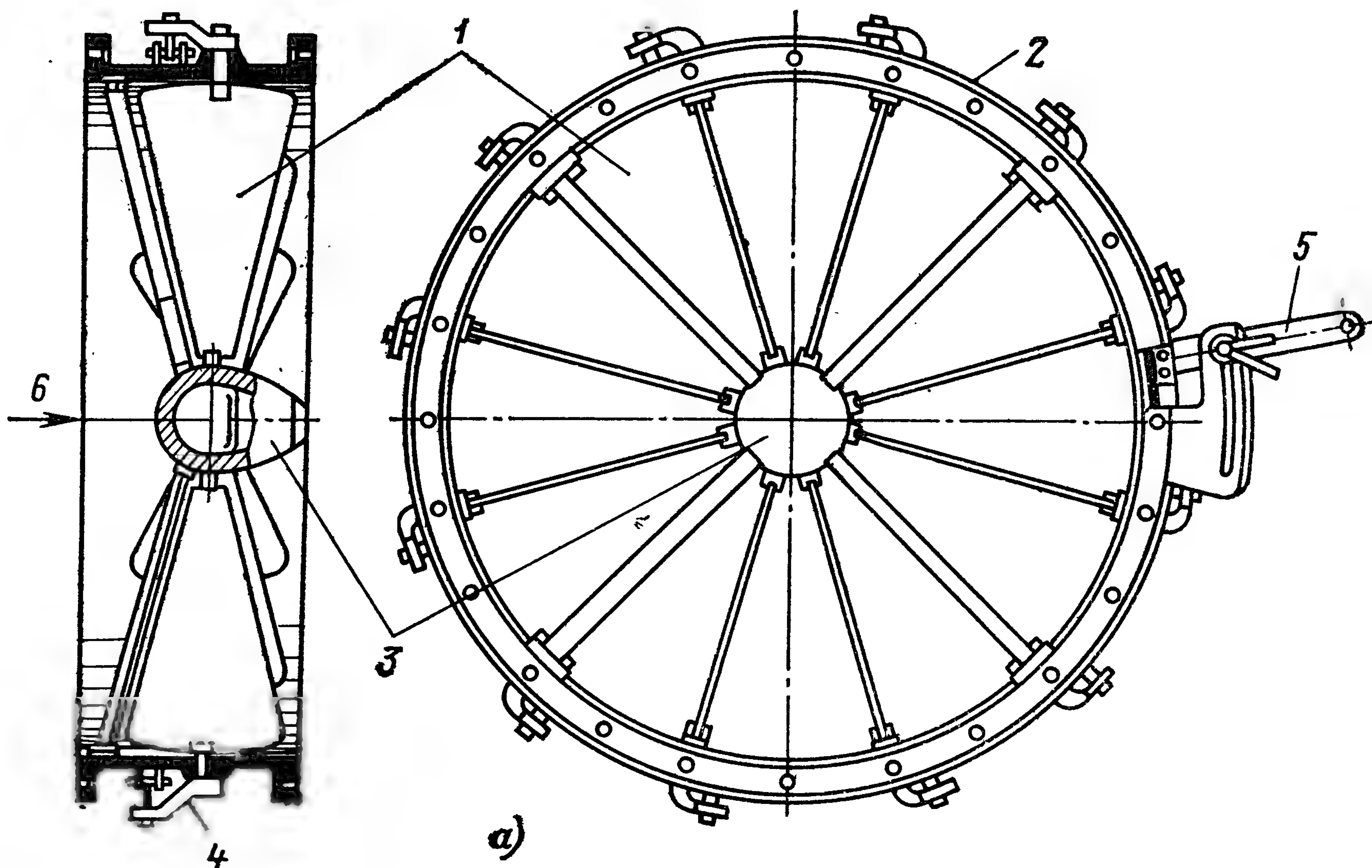
а — дымососы; *б* — вентиляторы.



Фланцы патрубков
выходного
входного
(направляющего аппарата)







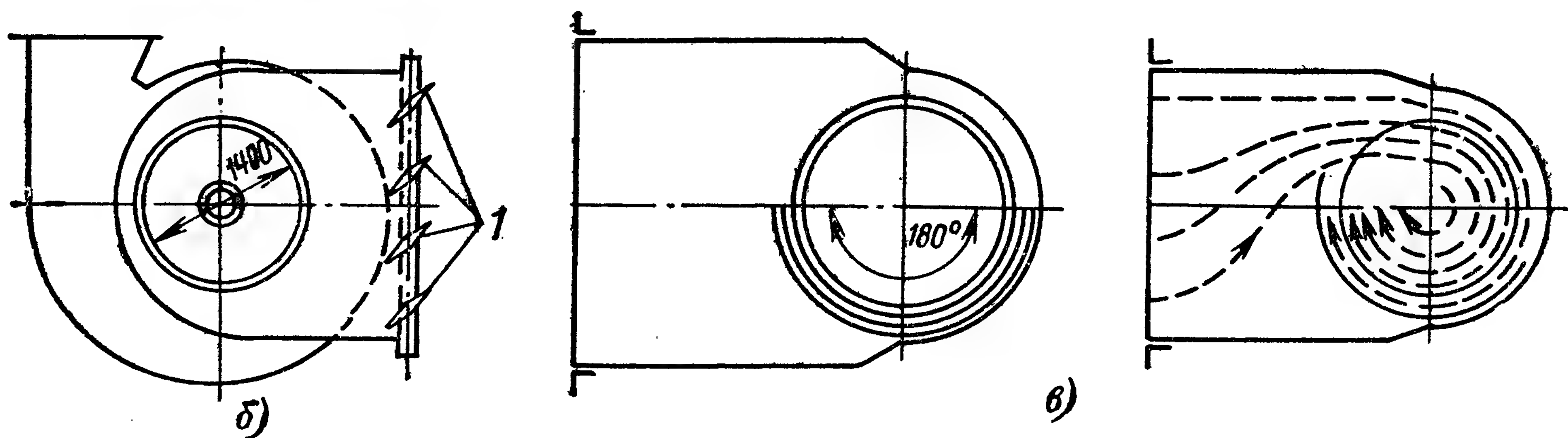


Рис. 8-12. Общий вид тягодутьевой машины одностороннего всасывания и направляющие аппараты различного типа.

а — осевого; *б* — с лопатками; *в* — упрощенного.

1 — рабочее колесо; *2* — кожух; *3* — подшипник; *4* — электродвигатель; *5* — направляющий аппарат.

более распространенным направляющим аппаратом является осевой направляющий аппарат, показанный на рис. 8-12,*а*, который представляет собой обод *2* с закрепленными осями в кольце *3*, поворачивающихся рычагом *4* и рукояткой *5* лопастей *1*.

Иногда применяют упрощенный направляющий аппарат, показанный на рис. 8-12,*б* состоящий из нескольких лопастей *1*, могущих поворачиваться от горизонтального до почти вертикального положения и направляющих поток во входном кармане *6*.

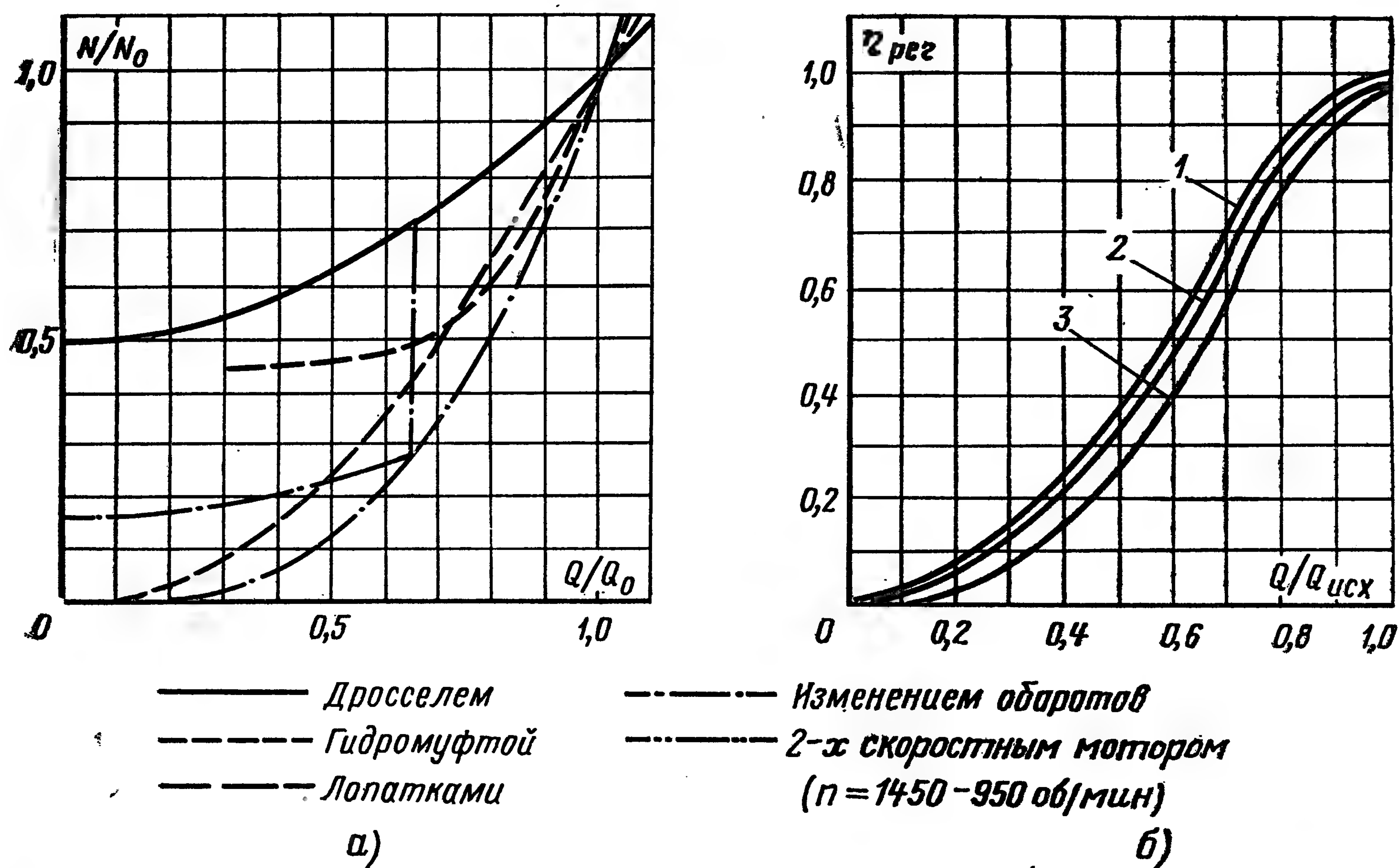


Рис. 8-13. Относительное потребление мощности электродвигателем дымососов и вентиляторов при разных способах регулирования производительности (*а*); зависимость $\eta_{рег}$ от нагрузки (*б*).

1 — с осевым направляющим аппаратом для дымососа и дутьевого вентилятора № 6, 8, 10, 12; *2* — то же для дымососа и дутьевого вентилятора № 13½, 15½, 18, 20; *3* — с упрощенными направляющими аппаратами во всасывающих карманах для дымососов № 13½×2, 15½×2, 18×2, 20×2, 21½×2.

Еще более прост так называемый центробежный аппарат (рис. 8-12,*в*), состоящий из половины цилиндра, размещенного во входном кармане *6*, однако его применение ограничено.

Наименее экономичный способ регулирования тягодутьевых машин получается при установке заслонки на выходном патрубке, наилучший — частотой вращения. На рис. 8-13,*а* показано сопоставление разных способов регулирования тягодутьевых машин и дана величина коэффициента $\eta_{рег}$ (рис. 8-13,*б*), изменяющего к. п. д. машины, иначе говоря, характеризующий эксплуатационный к. п. д. машины, который равен:

$$\eta_{экс} = \eta\eta_{рег}. \qquad (8\text{-}45)$$

Мощность при меньшей номинальной производительности тягодутьевой машины можно определить из формулы (8-44), подставив в нее эксплуатационный к. п. д., найденный по формуле (8-45) и рис. 8-13.

8-5. РАСЧЕТ ДЫМОВОЙ ТРУБЫ НА РАССЕИВАНИЕ ЗАГРЯЗНЕНИЙ

После расчетов дутья и тяги, выбора трубы следует проверить ее высоту на рассеивание в атмосфере летучей золы, сернистого и других газов, поскольку высота трубы должна обеспечить такое рассеивание, при котором концентрация вредных веществ у поверхности земли будет меньше предельно допускаемых санитарными нормами.

При проверке необходимо учитывать имеющееся загрязнение атмосферы, так называемую фоновую концентрацию. Можно отметить, что максимальное значение вредных загрязнений атмосферы наблюдается на расстоянии, примерно равном 20 высотам трубы.

Эти расчеты следует проводить по методике и указаниям СН 369-67 и утвержденным уточнениям. Эта методика учитывает эффективность золоулавливающих устройств, скорость газов на выходе из трубы, суммарный выброс вредных веществ, высоту труб и ряд других факторов, влияющих на рассеивание. Пример расчета дымовой трубы на рассеивание вредных выбросов в атмосферу дан в [Л. 22].

Глава девятая

БАЛАНС И ПОДГОТОВКА ВОДЫ В КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ

9-1. РАСЧЕТ ПОТРЕБЛЕНИЯ ВОДЫ

В производственных и отопительных котельных поступающая из водопровода, артезианских скважин или водоемов вода расходуется на восполнение потерь конденсата, пара, сетевой воды и на собственные нужды котельной установки, включая техническое водоснабжение.

Потери воды при производстве пара происходят в пределах собственно котельной за счет расхода части пара на собственные нужды — на подогрев и распыливание мазута, привод насосов, на продувку котлоагрегатов, обдувку и очистку его внешних поверхностей, на деаэрацию воды, на утечки через неплотности и другие расходы. Кроме потерь пара, теряется и его конденсат. При снабжении потребителей паром часть конденсата теряется за счет загрязнения из-за несовершенства теплообменных аппаратов, а иногда и просто из-за принятого технологического процесса без возврата конденсата.

В водогрейных котельных вода теряется при обмывке поверхностей нагрева, разогреве мазута, деаэрации, утечках через неплотности, а также в системах теплоснабжения. Если эта система открытая, то к потерям добавляется расход воды из сетей на горячее водоснабжение потребителей.

Возмещение расходов пара или воды на покрытие потерь и другие нужды котельной установки осуществляют через специальные устройства, комплекс которых называют водоподготовкой.

Суммарный расход воды в течение года, т, который необходимо обеспечить, складывается из следующих величин.

Потери пара и конденсата технологическими потребителями

$$\Delta G_т = 1{,}2 \Sigma D_т (1 - \mu). \qquad (9\text{-}1)$$

В формуле:

$\Sigma D_т$ — годовой отпуск пара потребителям;

μ — доля возврата конденсата;

1,2 — коэффициент запаса.

Подпитка тепловой сети

$$\Delta G_с = G_{подп}(n_1 + 0{,}5(n - n_1))\tau. \qquad (9\text{-}2)$$

В формуле:

$G_{подп}$ — часовой расход воды на подпитку тепловой сети зимой (1,5% от $G_{сет}$), см. стр. 296, 302, 303;

n и n_1 — число суток работы котельной — годовое и в отопительном периоде;

τ — число часов работы котельной в сутки.

На горячее водоснабжение только при открытой системе теплоснабжения

$$\Delta G_{г.в} = 15Q'_{1г.в} \text{ или } \Delta G_{г.в} = 17{,}5Q''_{г.в}, \qquad (9\text{-}3)$$

где $Q'_{1г.в}$ — годовой расход теплоты на горячее водоснабжение, МВт, или $Q''_{г.в}$, Гкал.

На непрерывную продувку паровых котлоагрегатов

$$\Delta G_{н.п} = \Sigma D \frac{p_{пр}}{100}, \qquad (9\text{-}4)$$

где $p_{пр}$ — процент непрерывной продувки.

Прочие перечисленные частично ранее расходы в 5% от количества приготовленной воды

$$\Delta G_{пр} = 0{,}05(\Delta G_т + \Delta G_с + \Delta G_{г.в} + \Delta G_{н.п}). \qquad (9\text{-}5)$$

Суммируя указанные величины расходов воды, получаем годовой расход воды, которую необходимо добавлять в тепловую схему данной установки:

$$\Sigma G^{год}_{ХВО} = \Sigma \Delta G'. \qquad (9\text{-}6)$$

Количество исходной (сырой) воды получают увеличением $\Sigma G^{год}_{ХВО}$ на 10—15% на собственные нужды водоподготовки и ее производительность устанавливают с учетом расширения источника теплоснабжения.

Если для предприятия также необходим расход подготовленной воды, то расход последней добавляют к $\Delta G^{год}_{ХВО}$. Для производственно-отопительных и отопительных котельных ориентировочно расход воды на отпущенный 1 МВт (Гкал/ч) теплоты по данным Теплоэлектропроекта для закрытой системы теплоснабжения может быть принят по табл. 9-1.

Таблица 9-1

Ориентировочный удельный расход воды, потребный на единицу отпущенной теплоты из котельной, $\frac{т/ч}{МВт}\left(\frac{т/ч}{Гкал/ч}\right)$

Топливо	Единичная теплопроизводительность агрегата, МВт (Гкал/ч)							
	0,58 (0,5)	1,16 (1,0)	2,32 (2,0)	4,64 (4,0)	7 (6,0)	9,3 (8,0)	11,6 (10)	23,2 (20)
Твердое	1,46/1,75	1,32/1,53	1,12/1,30	0,86/1,0	0,69/0,80	0,6/0,7	0,56/0,65	0,52/0,60
Газ и мазут	0,95/1,10	0,86/1,0	0,69/0,80	0,52/0,60	0,43/0,50	0,41/0,48	0,39/0,45	0,35/0,40

При открытой системе теплоснабжения к принятому по табл. 9-1 значению необходимо добавить величину, подсчитанную по формуле (9-3), а при мокром золоулавливании и гидрозолоудалении учесть и этот расход.

Существуют и более точные методы определения расхода воды.

9-2. ВОДНО-ХИМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРИРОДНЫХ ВОД

При круговом движении в природе вода на своем пути поглощает газы, растворяет различные соединения, и, наконец, в ней находятся микро- и макроорганизмы, т. е. вода источников никогда не свободна от солей, механических и других примесей, газов и организмов. В зависимости от времени года состав воды изменяется, имея максимум содержания сухого остатка перед паводком.

Качество воды характеризуется наличием и концентрацией содержащихся в ней примесей. Химическое качество воды определяется ее сухим остатком, потерями при прокаливании остатка, жесткостью, щелочностью, окисляемостью, концентрацией водородных ионов pH, содержанием катионов, силикатов, кислорода и активного хлора. Химические свойства воды могут быть нейтральными, щелочными или кислыми.

Вода представляет собой слабый раствор электролитов, разделяемых на положительно заряженные ионы или катионы Ca^{2+}; Mg^{2+}; Fe^{2+}; Al^{3+}; H^+ и др. и отрицательно заряженные ионы или анионы Cl^-; SO_4^{2-}; CO^{2-}; SiO_3^{2-}; PO_4^{3-}; OH^- и др.

Постоянная диссоциации воды при t=20—22°C равна 10^{-14}, т. е. в 1 кг воды содержится одна десятимиллионная (10^{-7}) грамма иона водорода (H^+) и столько же гидроксильных ионов (OH^-). При изменении концентрации ионов водорода меняется концентрация гидроксильных ионов, поскольку $(H^+)\cdot(OH^-)=\text{const}$. Реакцию воды принято выражать отрицательным логарифмом активности ионов водорода без знака «—» и обозначать pH.

Принято различать следующие реакции воды: кислая при pH=1—3; слабокислая при pH=3—6; нейтральная при pH=7; слабощелочная при pH=7—10 и сильнощелочная при pH=10—14.

Сухим остатком называют количество примесей минерального и органического происхождения, мг/кг, полученное при упаривании воды и высушенное при 110°C. Если этот остаток прокалить при 800°C, то потери остатка будут условно характеризовать содержание в воде органических веществ. Чем выше сухой остаток, тем хуже качество воды.

Общая жесткость воды определяется суммарным содержанием в ней катионов кальция и магния и выражается миллиграмм-эквивалентом в 1 кг воды (мг-экв/кг); 1 мг-экв/кг соответствует содержанию 20,04 мг/кг Ca^{2+} или 12,16 мг/кг Mg^{2+}. Для малой жесткости воды и конденсата принята величина мкг-экв/кг воды (1/1000 мг-экв/кг).

Карбонатная временная жесткость $Ж_к$ определяется по содержанию в воде бикарбонатов кальция и магния, превращающихся в котле в карбонаты, выпадающие в виде шлама и накипи и дающие газ CO_2.

Некарбонатная жесткость $Ж_{н.к}$ характеризуется содержанием в воде хлористых $CaCl_2$; $MgCl_2$; сернокислых $CaSO_4$; $MgSO_4$; кремнекислых $CaSiO_3$ и других солей, которые при кипячении не выпадают в осадок.

Общая жесткость является суммой $Ж_к$ и $Ж_{н.к}$, мг-экв/кг:

$$Ж_о=Ж_к+Ж_{н.к}. \qquad (9\text{-}7)$$

Иногда пользуются понятиями жесткости кальциевой $Ж_{Ca}$ и магниевой $Ж_{Mg}$, мг-экв/кг, тогда

$$Ж_о=Ж_{Ca}+Ж_{Mg}. \qquad (9\text{-}8)$$

Воду считают мягкой, если ее жесткость составляет до 2 мг-экв/кг, средней — от 2 до 5 мг-экв/кг, жесткой — от 5 до 10 мг-экв/кг и очень жесткой >10 мг-экв/кг. Если жесткость воды дана в градусах, то ее пересчет в мг-экв/кг выполняется делением числа градусов на 2,8, т. е. на эквивалентную массу CaO.

Окисляемость воды косвенно характеризуется содержанием в ней органических и некоторых легкоокисляемых неорганических примесей; ее выражают в мг O_2, расходуемого на окисление примесей.

Пересчет результатов анализа воды в мг/кг на содержание вещества, мг-экв/кг, ведется по соотношению

$$Ж=НС/Э. \qquad (9\text{-}9)$$

В соотношении:

С — концентрация данного вещества, мг/кг;

Э — эквивалентная масса, которая может быть получена делением молекулярной массы вещества на его валентность в данной реакции.

Для практических расчетов необходимо пользоваться данными справочников по водоподготовке, например [Л. 31].

Общей щелочностью $Щ_{об}$ называется **суммарная концентрация гидроксильных** (OH^-), карбонатных (CO_3^{2-}), бикарбонатных (HCO_3^{2-}), фосфатных (PO_4^{3-}) и других анионов **слабых кислот** в воде, **выраженных** в мг-экв/кг.

В соответствии с этим различают щелочи: гидратную, обусловленную концентрацией в воде гидроксильных анионов (OH^-), — $Щ_г$; карбонатную — из-за карбонатных анионов (CO_3^{2-}) — $Щ_к$; бикарбонатную — из-за бикарбонатных анионов (HCO_3^{2-}) — $Щ_б$. Общая щелочность, мг-экв/кг, будет зависеть от их суммы:

$$Щ_{об}=Щ_г+Щ_к+Щ_б. \qquad (9\text{-}10)$$

1 мг-экв/кг щелочности соответствует содержанию в воде 40 мг/кг NaOH; 53 мг/кг Na_2CO_3; 84 мг/кг $NaHCO_3$. Относительной щелочностью воды называют общую щелочность, мг-экв/кг, отнесенную к сухому остатку и выраженную в процентах:

$$Щ_б=\frac{Щ_{об}\cdot 40\cdot 100}{S}. \qquad (9\text{-}11)$$

В формуле:

40 — эквивалент NaOH;

S — сухой остаток, мг/кг.

Количество растворенных в воде газов (кислорода и свободной углекислоты), могущих вызывать коррозию сталей и другие повреждения, оценивают в мг/кг.

9-3. ХИМИЧЕСКАЯ ОЧИСТКА ВОДЫ И ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ ПАРА, ПИТАТЕЛЬНОЙ И КОТЛОВОЙ ВОДЫ

Из воды при ее подогреве и испарении происходит выделение солей, связанное с повышением их концентрации, вплоть до насыщения и возникновения кристаллизации. В растворах, содержащих значительное число компонентов, состояния насыщения и пересыщения может достигать и часть общего объема, расположенная вблизи от поверхности нагрева. Это приводит к образованию на шероховатой поверхности металла и в объеме первичных кристаллов, а при дальнейшем обогреве к укрупнению отдельных кристаллов.

Такой процесс носит название образования первичной накипи или первичных отложений, к которому наиболее склонны сернокислый кальций, силикат кальция и сложные алюможелезосиликаты.

Образование первичной накипи может иметь место не только при нагревании поверхностей нагрева и температурах от 60°C и выше, но и при некоторых, еще недостаточно изученных, условиях охлаждения тепловоспринимающей поверхности, при температурах 20—40°C, в объеме пересыщенного щелочного раствора кальциевых и магниевых солей, карбоната кальция, силиката магния и гидроксилапатита.

Появление кристаллов в объеме приводит в результате их агломерации (слипания) к образованию частиц, носящих название шлама. Осаждаясь на поверхности нагрева, эти частицы вызывают вторичный процесс накипеобразования, связанный с появлением отложений.

Из основ физической химии известно, что произведение растворимости для данного соединения при определенной температуре есть величина постоянная. Если произведение растворимости меньше этой величины, раствор не насыщен и выпадение осадка не происходит, и наоборот. Далее, при увеличении концентрации вещества с катионами в растворе концентрация другого с анионами должна уменьшиться и соответствующее количество его должно выпадать из раствора.

Поскольку электрически раствор всегда нейтрален, т. е. сумма положительных зарядов равна сумме отрицательных зарядов, то изменение концентрации любого из катионов или анионов при данной температуре приводит к выпадению из раствора соответствующего аниона или катиона в виде газа или твердого вещества. Если же имеется какой-то раствор, то изменение его температуры также повлечет за собой выделение из раствора ионов в первую очередь того соединения, растворимость которого ниже.

На этом основаны коррекционные способы обработки воды путем применения антинакипинов, способствующих переносу кристаллизации с поверхности нагрева в объем.

К органическим антинакипинам относятся вещества типа дубового экстракта, декстрин, таннин, сульфат-целлюлозный щелок, белковые вещества и продукты, содержащие крахмал; к минеральным антинакипинам — карбонат кальция, гидроокись магния и фосфаты кальция и магния. Минеральные антинакипины получают путем присадки соды или фосфата натрия в воду, находящуюся в котельном агрегате и содержащую соли кальция и магния.

В итоге реакций, протекающих в воде между солями кальция и магния, с одной стороны, и соды или фосфата натрия, с другой, образуются частицы малорастворимых веществ $Ca_3(PO_4)_2$; $Mg_3(PO_4)_2$, которые играют роль антинакипинов — центров кристаллизации.

Органические антинакипины пригодны лишь для котлоагрегатов с большим удельным содержанием воды на единицу поверхности нагрева, при низких давлениях и тепловых напряжениях поверхностей. Коррекционные способы обработки воды получили широкое распространение в силу того, что во всех современных конструкциях котлоагрегатов имеются радиационные поверхности нагрева с высокими тепловыми нагрузками.

Поскольку содержание воды в контуре невелико, то достижение насыщенных растворов соединений кальция и магния на некоторых участках не исключается. Растворы этих солей дают плотные или рыхлые карбонатные отложения с высоким содержанием $CaCO_3$ и $MgCO_3$, а часть $CaCO_3$ выпадает в виде шлама. Твердые плотные отложения дает $CaSO_4$; эти отложения называют сульфатными. Наиболее тверды-

ми и тонкими с низкой теплопроводностью являются силикатные накипи и отложения $CaSiO_3$, $MgSiO_3$, $FeSiO_3$, $NaAl(SiO_3)_2$ и другие, образующиеся на поверхностях нагрева с высокими тепловыми нагрузками.

Продукты коррозии тепловых аппаратов, сетей и отопительных систем дают медно-железистые накипи; они откладываются в местах наивысших тепловых нагрузок, трудноудаляемы и приводят к образованию под слоем отложений новых коррозионных разрушений.

Кроме перечисленного, в воде содержатся примеси легкорастворимых веществ: сульфаты, хлориды, фосфаты, силикаты и гидроокись натрия, которые при определенных условиях также могут кристаллизоваться и давать твердые отложения на обогреваемых поверхностях. Некоторые из натриевых соединений имеют максимум растворимости при определенных температурах, другие с ростом температур увеличивают растворимость, как, например, NaOH и NaCl.

Поэтому существует предел повышения концентрации и легкорастворимых солей в котловой воде. Поскольку конструкция и давление пара в котельном агрегате влияют на ход химических процессов, существуют определенные требования к качеству воды, поступающей или находящейся в котлоагрегате данного типа, и к качеству пара. Эти требования называют расчетными нормами качества воды (питательной и котловой) и качества пара.

Примерные требования к *качеству питательной воды* для производственных и отопительных котельных приведены в табл. 9-2.

Таблица 9-2

Требования к качеству питательной воды котлоагрегатов

Тип котлоагрегата	Общая жесткость, мг-экв/кг	Растворенный кислород, мг/кг		Содержание в воде, мг/кг			Продувка, %
		с стальными водяными экономайзерами	с чугунными экономайзерами	железа	меди	масел	
Чугунные секционные	0,7—1,5[1]	Не регламентируются					
Жаротрубные и дымогарные	0,03—0,5	⩽0,03	⩽0,10	—	—	<5	<10
Водотрубные не экранированные, $p=1,4$ МПа (14 кгс/см²)	⩽0,1	⩽0,03	⩽0,10	<0,20	<5	<5	<8
Водотрубные экранированные, $p=1,4$ МПа (14 кгс/см²)	⩽0,03	⩽0,03	⩽0,10	<0,2	<3	<5	5—7
Водотрубные экранированные, $p\leqslant 4,5$ МПа (45 кгс/см²)	0,01—0,015	⩽0,03	0,03—0,1	0,1—0,2	<1,0	1—3	<5
Стальные водогрейные	0,04—0,7[2]	⩽0,05	—	⩽0,3	—	—	—

[1] Карбонатная.

[2] Взвешенных веществ менее или равно 0,5 мг/кг; $CO_2=0$; pH>7; сухой остаток менее или равен 2000 мг/кг.

В этой же таблице даны сведения о допустимых пределах содержания в питательной воде соединений железа, меди и сухого остатка для водогрейных котлов. В тех случаях, когда потребителем используется не горячая вода, а насыщенный, осушенный или перегретый пар при давлении до 4,5 МПа (45 кгс/см²), к *качеству пара* предъявляются требования, изложенные в табл. 9-3.

Таблица 9-3

Требования к качеству насыщенного пара

Тип котлоагрегата	Возможные пределы напряжения парового пространства, м³/(м³·ч)	Допустимое содержание в паре: влаги, %	Допустимое содержание в паре: всех солей, мкг/кг	Допустимое содержание в паре: двуокиси углерода, мкг/кг	Примечания
Чугунные секционные паровые	2000—4000	Не регламентированы			Если вырабатываемый пар соприкасается с пищевыми продуктами и используется в теплообменниках с медными, латунными трубками или в открытой системе теплоснабжения, то содержание в паре аммиака недопустимо
Жаротрубные и дымогарные вертикальные и горизонтальные	100—1000	1,0	1,0	—	
Водотрубные неэкранированные, $p \leqslant 1,4$ МПа (14 кгс/см²)	250—400	0,5	0,5	20	
Водотрубные экранированные $p \leqslant 1,4$ МПа (14 кгс/см²)	450—900	0,3	0,5	20	
Водотрубные экранированные, $p \leqslant 4,5$ МПа (45 кгс/см²)	350—500	0,2	0,2	20	

Для паровых турбин качество пара должно быть еще выше, и оно регламентировано Правилами технической эксплуатации электростанций и сетей (ПТЭ). Так как качество пара зависит от ряда факторов

Таблица 9-4

Требования к качеству котловой воды

Тип котлоагрегата	Допустимый сухой остаток в продувке, мг/кг, при сепарирующих устройствах и ступенчатом испарении: механических и без ступенчатого испарения	механических и двухступенчатом внутри барабана	механических или промывке пара и ступенчатом в выносных циклонах	Общая щелочность: абсолютная, мг-экв/кг	Общая щелочность: относительная, %
Чугунные секционные паровые с $p \leqslant 0,17$ МПа (1,7 кгс/см²)	Не регламентированы				
Жаротрубные и дымогарные с $p \leqslant 0,8$ МПа (8 кгс/см²)	4000—16 000[1]	—	—	30—80	≤50[1]
Водотрубные неэкранированные с нижним барабаном или грязевиком, $p \leqslant 1,4$ МПа (14 кгс/см²)	4000—8000	7000—12 000	10 000—16 000	30—60	<20
Водотрубные экранированные с нижним барабаном при $p \leqslant 1,4$ МПа (14 кгс/см²)	2000—4000	3000—7000	5000—10 000	15—30	<20
Водотрубные экранированные без нижних барабанов с $p \leqslant 1,4$ МПа (14 кгс/см²)	1000—2000	1500—3000	3000—8000	10—15	<20
То же с $p \leqslant 4,5$ МПа (45 кгс/см²)	800—1500	1000—3000	3000—6000	9—12	<20

[1] При внутрикотловой обработке воды.

Примечание. Пределы возможного напряжения парового пространства даны в табл. 9-3.

и в их числе от объема проходящего через паровое пространство пара — напряжения парового пространства, в табл. 9-3 приведены возможные пределы изменения этой величины для котлоагрегатов разного типа; влажность же и солесодержание пара с ростом давления должны уменьшаться.

Недопустимость содержания аммиака в паре, идущем к технологическим потребителям пищевой промышленности, на бытовые нужды и в теплообменники с медными или латунными трубками тепловой сети, объясняется его токсичностью и агрессивным воздействием на металл. Так же агрессивна по отношению к сталям и двуокись углерода, содержание которой в насыщенном паре ограничивается.

Испытаниями и эксплуатацией установлено, что качество пара зависит от содержания солей в уносимой из котловой воды влаге, от напряжения парового пространства, типа сепарирующих устройств для улавливания влаги из пара, деление на типы которых приведено в гл. 4, и наличия ступенчатого испарения.

В табл. 9-4 приведены требования к качеству котловой воды, соблюдение которых позволяет иметь практически чистыми внутренние поверхности нагрева котлоагрегатов, производить насыщенный пар с требуемым качеством и иметь продувку в размере до 10%. Дополнительные сведения о нормах качества воды и пара можно получить в [Л. 13 и 31].

9-4. ВНУТРИКОТЛОВАЯ ОБРАБОТКА ВОДЫ

Способ внутрикотловой обработки воды основан на вводе в водяной объем парового котла веществ, которые с солями жесткости образуют малорастворимые соединения — шлам, непрерывно уделяемый из водяного объема.

Принципиальная схема установки внутрикотловой обработки воды показана на рис. 9-1. Установка, предназначенная для вертикального жаротрубного котла *1*, содержит бак питательной воды *2* с перегородками. В бак из дополнительного бачка *3* подается раствор реагентов, обычно соды, едкого натра или фосфатов. Рядом с котлом установлен шламоотделитель *5*, через который непрерывно проходит горячая котловая вода в питательный бак *2* за счет небольшого напора, создаваемого разностью высот бака с питательной водой и уровня воды в котле. Вода из котла в шламоотделитель поступает из нижних точек, где возможно скопление шлама, воздух удаляется через воздушник *4*. В баке *2*, куда поступают котловая и исходная вода и раствор реактивов, оседает часть прореагировавших солей жесткости; отсюда выполнен отвод шлама в дренаж. Далее питательная вода насосом нагнетается в водяное пространство котла, где и выделяется шлам.

На рис. 9-1 в более крупном масштабе показано устройство шламоотделителя конструкции ВТИ; стрелками показан путь котловой воды и шлама. В шламоотделителе улавливается от 78 до 99% шлама, выделившегося из котловой воды, количество которой должно составлять от 0,5 до 6,0% водяного объема соответствующего котлоагрегата.

К внутрикотловой обработке воды можно отнести магнитный метод, основанный на пересечении потока воды магнитными силовыми линиями под углом 90°. По опытным данным на каждые 27,8 кг/с (100 м^3/ч) осветленной и очищенной от органических веществ воды, проходящей через устройство, необходима площадь магнитов около 1,2 м^2 с напряжением поля в 1000—1700 Э при скорости движения воды в зазоре — щели в 5—7 мм — от 0,15 до 1,5 м/с.

Удовлетворительные результаты получены при карбонатной жесткости воды $Ж_к \leqslant 4,0—4,5$ мг-экв/кг, общей до $Ж_{об} \leqslant 8,0$ мг-экв/кг и сухом остатке до 350—400 мг/кг. По данным Ф. И. Белан [Л. 32], увеличение напряжения более 1,0—1,7 кэ и числа пар полюсов более 10 не увеличивает эффективности обработки.

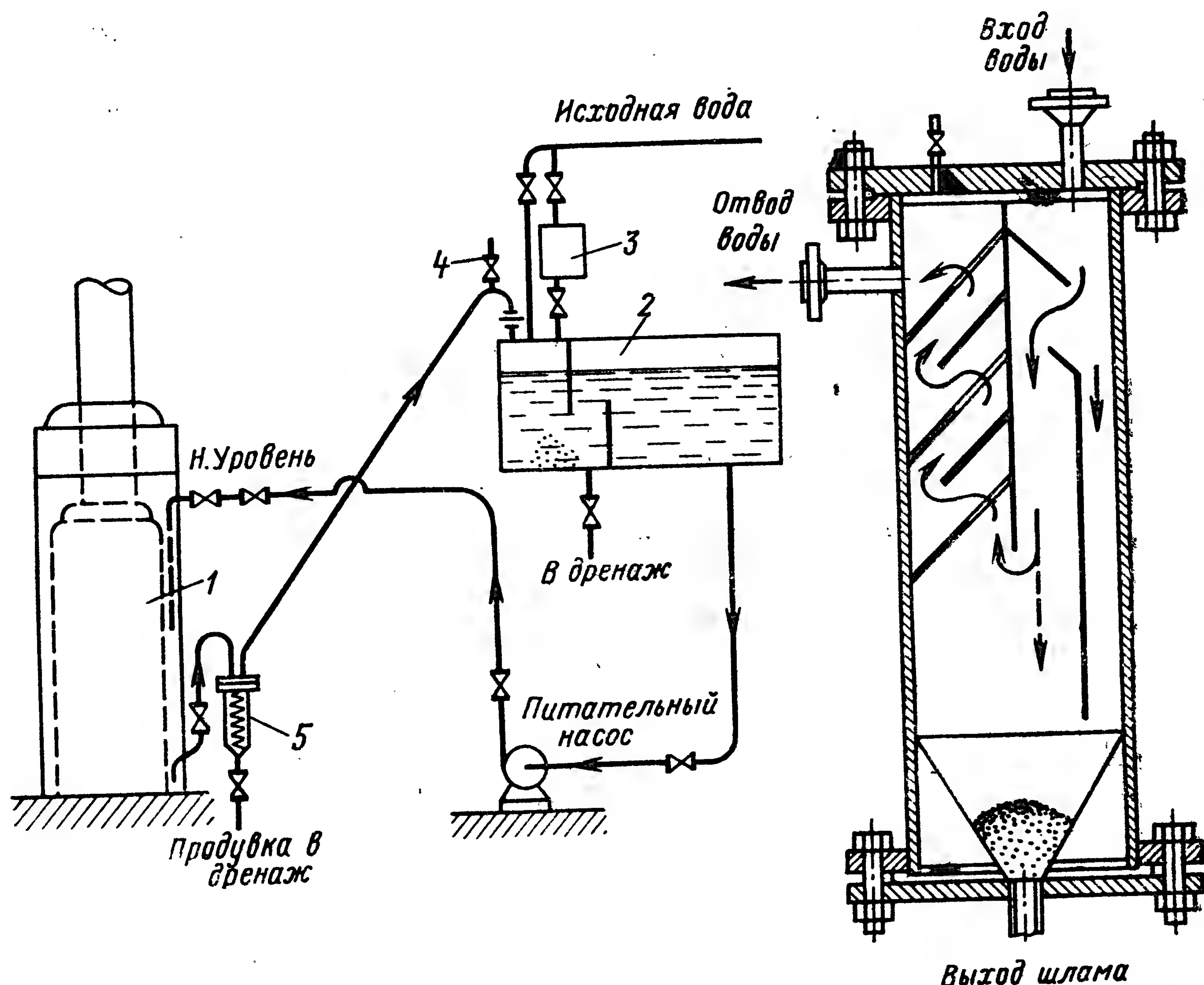


Рис. 9-1. Схема внутрикотловой обработки воды и удаления шлама.

Аппараты магнитной обработки воды могут быть применены при подпитке тепловых сетей, чугунных водогрейных и паровых котлов. Имеются опыты по обработке питательной воды ультразвуком и некоторые другие, однако они не получили пока практического применения.

9-5. ДОКОТЛОВАЯ ПОДГОТОВКА ВОДЫ

Д о к о т л о в а я о б р а б о т к а воды состоит в том, что перед умягчением вода должна быть очищена от механических и коллоидных примесей. Процесс удаления грубодисперсных и коллоидных примесей называют о с в е т л е н и е м; его осуществляют путем фильтрования и отстаивания воды. Наиболее мелкие частицы укрупняются — коагулируются при обработке воды реагентами. Коагулянтами служат $Al_2(SO_4)_3 \cdot 18H_2O$ — сернокислый алюминий, $FeSO_4 \cdot 7H_2O$ — железный купорос (сернокислое закисное железо) и хлорное железо — $FeCl_3$. Их доза определяется опытами и составляет десятки мг/кг.

Вода перед коагуляцией для ускорения процесса нагревается до 25—30°С, или в нее добавляется полиакриламид в малых дозах — 0,5—2 мг/кг. Коагулянты вызывают коррозию, поэтому оборудование требует защитных покрытий.

Для осветления воды, содержащей 100 мг/кг и более взвешенных частиц, применяется двухступенчатое осветление с использованием в первой ступени устройства типа ЦНИИ МПС.

При окисляемости воды (см. стр. 371) менее 50 мг/кг в нее добавляют коагулянт, а при необходимости снижения щелочности, солесодержания и удаления железа в исходную воду добавляют коагулянт и известковое молоко.

Упрощенный расчет коагуляционной установки выполняется следующим путем: принимают (для центральной полосы СССР) дозу сернокислого алюминия 1,0 мг-экв/кг, сернокислого железа 0,7 мг-экв/кг (для Севера немного меньше, Юга — больше на 15—25%). Далее определяют необходимость подщелачивания воды, мг-экв/кг:

$$\Delta Щ = k - Щ_{об} + (0{,}3 \div 0{,}5). \qquad (9\text{-}12)$$

В формуле:

k — доза коагулянта, мг-экв/кг;

$Щ_{об}$ — общая щелочность воды, мг-экв/кг.

Потребный часовой расход коагулянта, кг/ч:

$$V_к = \frac{G_{св} k Э_к \cdot 100}{1000 c_к \rho_к}. \qquad (9\text{-}13)$$

В формуле:

$G_{св}$ — расход сырой (исходной) воды, кг/ч;

$Э_к$ — эквивалентная масса безводного коагулянта, г/(г-экв);

$c_к$ — крепость раствора коагулянта, % (обычно от 5 до 10%);

$\rho_к$ — плотность раствора коагулянта, кг/кг.

Для щелочи часовой расход, кг/ч, составит:

$$V_щ = \frac{G_{св} \Delta Щ Э_щ \cdot 100}{1000 c_щ \rho_щ}, \qquad (9\text{-}14)$$

где приняты те же обозначения, что и в уравнении (9-13), но для щелочи введен индекс «щ».

Для каждого реагента устанавливается по два бака емкостью на 12 ч работы каждый, что позволяет делать перезарядки их не чаще чем 1 раз в сутки. Для дозировки обычно применяют поршневые насосы-дозаторы, выпускаемые на производительность от 0,0028 до 0,7 л/с (10 до 2500 л/ч) с регулируемым ходом поршня, создающим давление в 1—1,6 МПа (10—16 кгс/см²) и выше.

При известковании устанавливаются известковые мешалки и центробежные насосы.

Объем, или производительность, осветлителя первой ступени определяют из выражения

$$V_{осв} = \frac{1{,}25 G_{св} \tau}{n \cdot 1000}. \qquad (9\text{-}15)$$

В формуле:

τ — время пребывания воды в осветлителе, равное обычно от 2 до 2,5 ч;

n — количество осветлителей, принимаемое обычно равным двум.

На рис. 9-2 показана прямоточная схема осветления воды с механическим фильтром; при наличии осветлителя первой ступени механические фильтры одинаковые.

Серийно изготовляемый механический фильтр (рис. 9-3) представляет собой цилиндрический сосуд *5* с двумя люками *6* и двумя сферическими днищами *3*, трубчатой дренажной системой *1*, слоем засыпки *2*,

устройствами для подвода воды 4 с воронкой или несколькими трубами для раздачи, внешними трубопроводами и измерительными приборами. Фильтры бывают вертикальные и горизонтальные, одно-, двух- и трехкамерные [Л. 33]. Фильтр заполняется одним или несколькими слоями фильтрующего материала — песка, мраморной крошки и дробленого антрацита. Пройдя со скоростью от 14 до 28 мм/с (от 5 до 10 м/ч) слой материала, вода поступает в дренажное устройство 1 с щелевыми колпачками, снабженными отверстиями шириной в 0,4—0,1 мм, которое лежит на слое бетона 7, и далее вода выходит из фильтра.

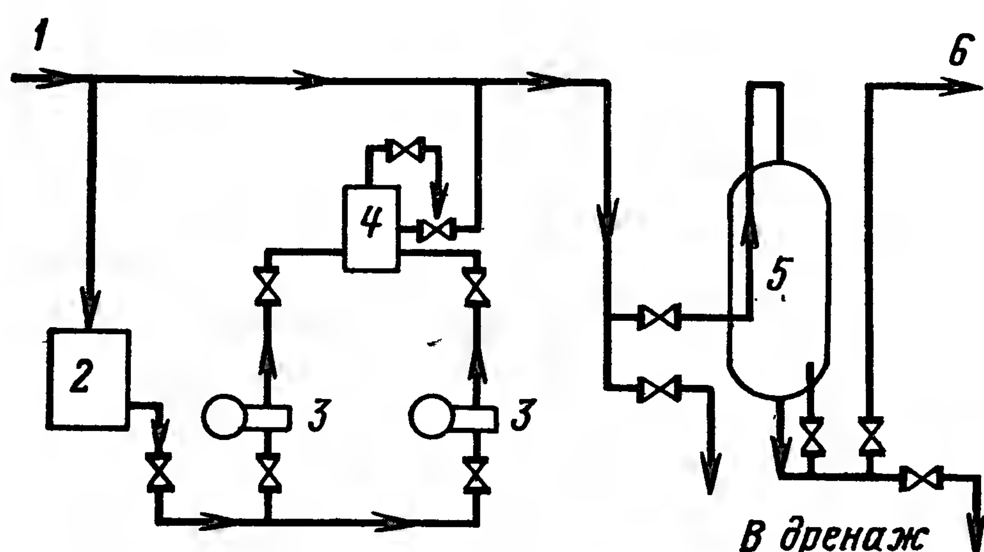


Рис. 9-2. Прямоточная схема осветления воды в механическом фильтре.

1 — исходная вода; 2 — бак с раствором коагулянта; 3 — насос-дозатор; 4 — воздушный колпак; 5 — механический фильтр; 6 — осветленная вода.

Взвешенные вещества осаждаются и постепенно увеличивают сопротивление фильтра от сотых долей до 0,1 МПа (1,0 кгс/см²). Количество уловленных из воды взвешенных частиц — грязеемкость составляет от 0,75 до 1,75 кг/м³ находящегося в сосуде фильтрующего материала. Продолжительность работы механического фильтра составляет от 2 до 22 ч, после чего фильтр промывают водой. Продувка воздухом проводится перед промывкой для взрыхления материала в течение 9—10 мин. Осветлительные фильтры изготовляются заводами на производительность от 0,0018 до 0,5 м³/с (от 5 до 180 м³/ч) на давление 0,6 МПа (6 кг/см²) с диаметром от 1000 до 3400 мм и рабочей высотой слоя загруженных материалов 900—1000 мм.

Конденсат, возвращаемый от потребителя технологического пара, в некоторых случаях бывает загрязнен маслами, нефтепродуктами и другими примесями. В том случае, когда требуется сложная обработка исходной воды, оказывается экономически целесообразнее такой конденсат очистить от загрязнений и возвращать для использования.

Принципиальная схема установки для очистки конденсата от масел показана на рис. 9-4. Установка состоит из бака-отстойника 1, осветлительного угольного фильтра 2, сборного бака для очищенного конденсата 3 и насоса 4. В баке-отстойнике плавает крышка, отжимающая масло к стенкам, в которых имеются отверстия для слива. Для ускорения отделения масла конденсат должен иметь температуру 90—95°С. Размеры бака-отстойника определяются исходя из скорости движения конденсата 0,83—1,1 мм/с (3—4 м/ч) и времени пребывания конденсата в баке около 1 ч для снижения содержания масла до 6—10 мг/кг.

Из бака-отстойника конденсат направляется в фильтр 2, заполненный коксом (нефтяным или угольным) или антрацитом с размерами частиц 1—2 мм слоем толщиной 1,2—1,5 м. После фильтрации в конденсате остается 2—3 мг/кг масла.

При необходимости более глубокой очистки после сборного бака 3 устанавливается еще один насос 5 и сорбционные фильтры 6 и 7, загруженные активированным углем слоем высотой 2 м. Конденсат с содержанием масла до 5—7 мг/кг при фильтрации через слой активированного угля с размерами частиц в 1—3,5 мм со скоростью 0,80—1,4 мм/с (3—5 м/ч) удается очистить после первого фильтра 6 до содержания в конденсате масла в 1—2 мг/кг и после второго 7 — до

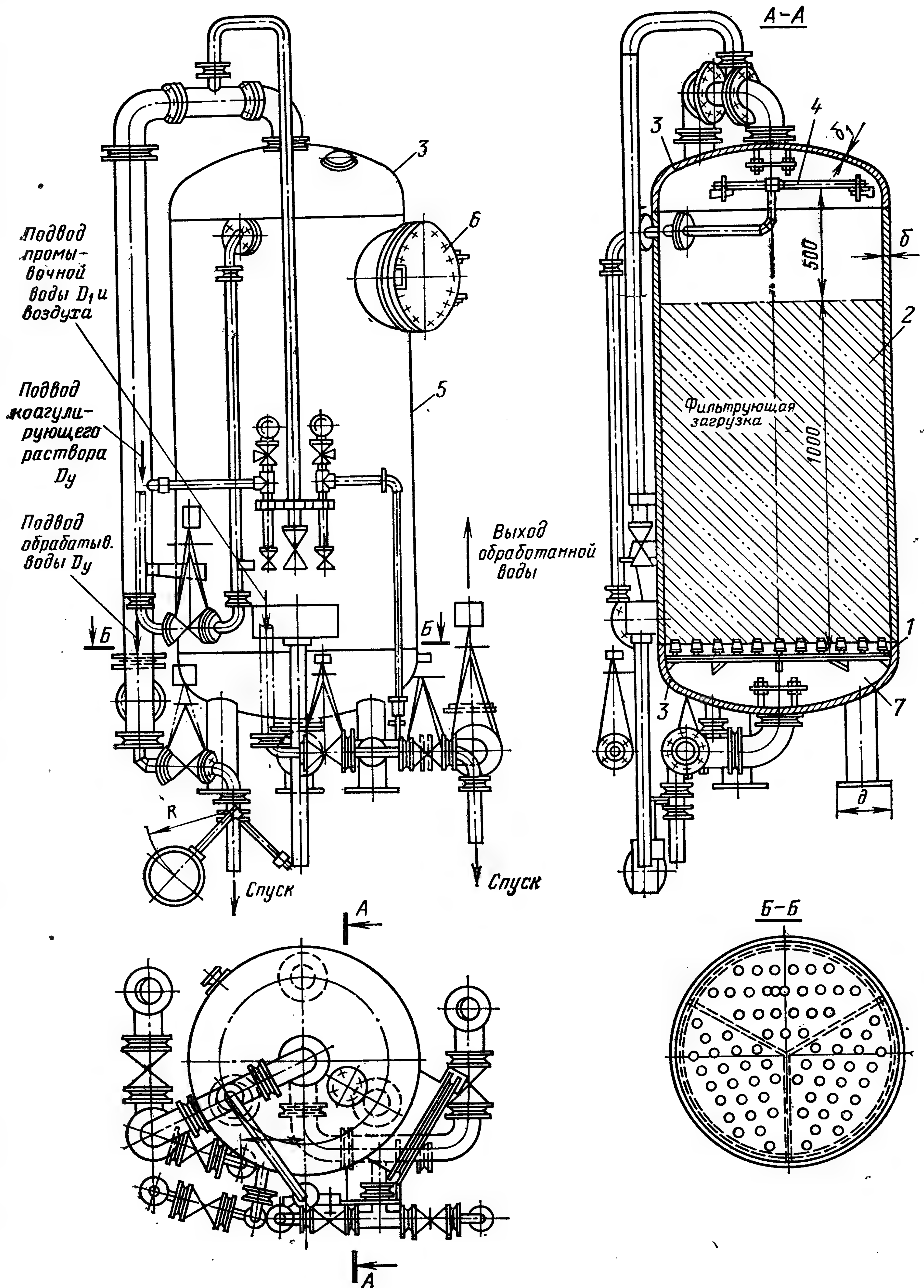


Рис. 9-3. Механический фильтр серийного изготовления.

0,5—1 мг/кг. В механический фильтр 2 и фильтры 6—7 иногда для повышения эффективности очистки подается гидроокись алюминия. Маслоемкость сухого угля составляет около 20—25% массы последнего. Масло из фильтрующего слоя через 10—15 сут непрерывной работы удаляется очищенным конденсатом с примесью крепкого раствора едкого натра, который переводит масло в раствор. Промывку фильтров после удаления масла выполняют конденсатом, нагретым до кипения; взрыхление материала — сжатым воздухом. Скорость конденсата принимают 4,2—5 мм/с (15—18 м/ч).

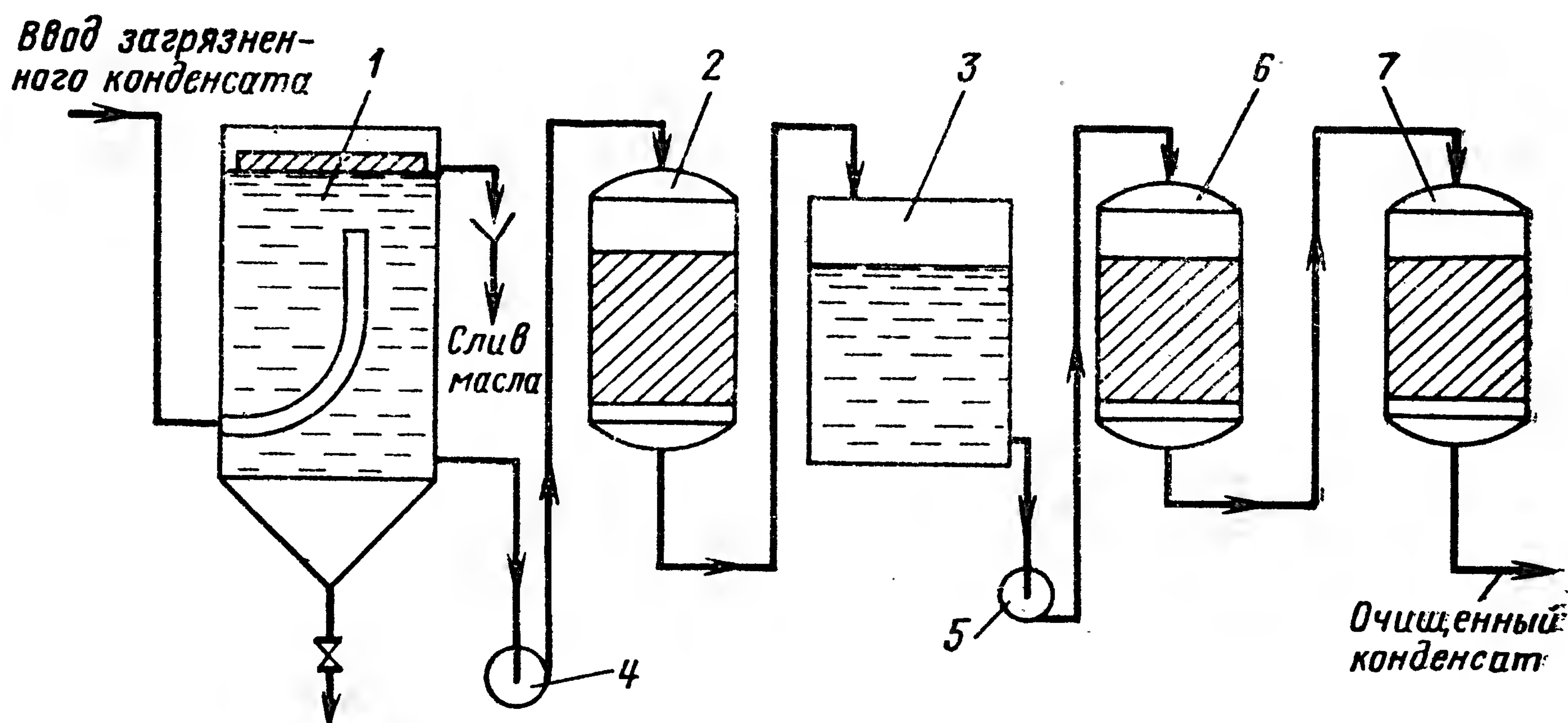


Рис. 9-4. Схема установки для очистки конденсата от масла.

Удаление железа, содержащегося в воде из рек и водоемов в виде коллоидных соединений, проводят коагуляцией, известкованием и хлорированием. Вода из артезианских скважин, содержащая железо в виде $Fe(HCO_3)_2$, очищается путем аэрации и фильтрования через кварцевый песок с пленкой из окислов железа. Двухвалентное железо переводится при этом в трехвалентное. Из воды выделится часть растворенной CO_2 и образуется гидрозакись железа $Fe(OH)_2$, которая окислится до $Fe(OH)_3$ и выпадает в осадок.

Для очистки конденсата от окислов железа размером до 1 мкм используют фильтры, заполненные пульпой целлюлозы, обработанной раствором соляной кислоты. Фильтры позволяют снизить содержание железа в воде с 0,5 до 0,01 мг/кг; их применяют на установках с прямоточными котлами.

Умягчение воды методом катионного обмена основано на способности некоторых нерастворимых в воде материалов — катионитов поглощать присутствующие в воде катионы кальция и магния, отдавая воде катионы натрия Na, водорода H или аммония NH_4, которыми предварительно насыщают материал. В зависимости от содержания в поверхностном слое катионита того или иного обменного катиона (Na, H или NH_4) различают Na-катионирование, H-катионирование и NH_4-Na-катионирование. При фильтрации воды через слой катионирующего материала катионы обмениваются, вследствие чего общая жесткость воды может быть снижена до 0,03—0,04 мг-экв/кг, щелочность не меняется, а сухой остаток несколько возрастает.

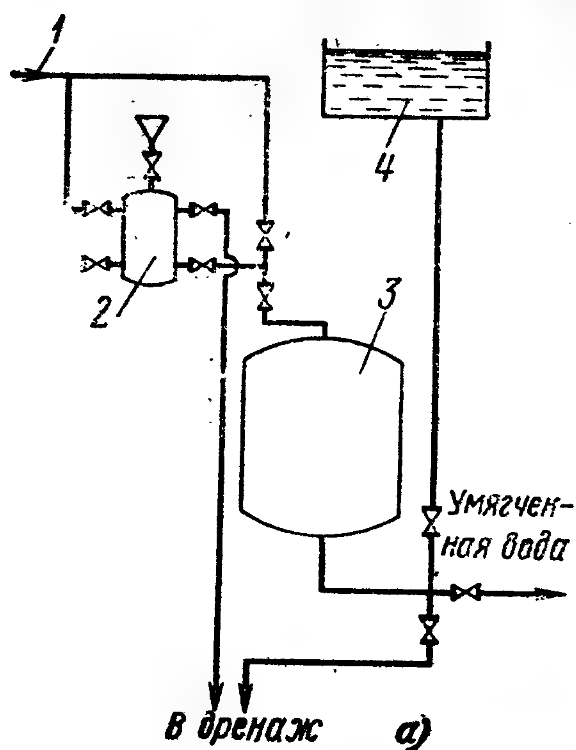
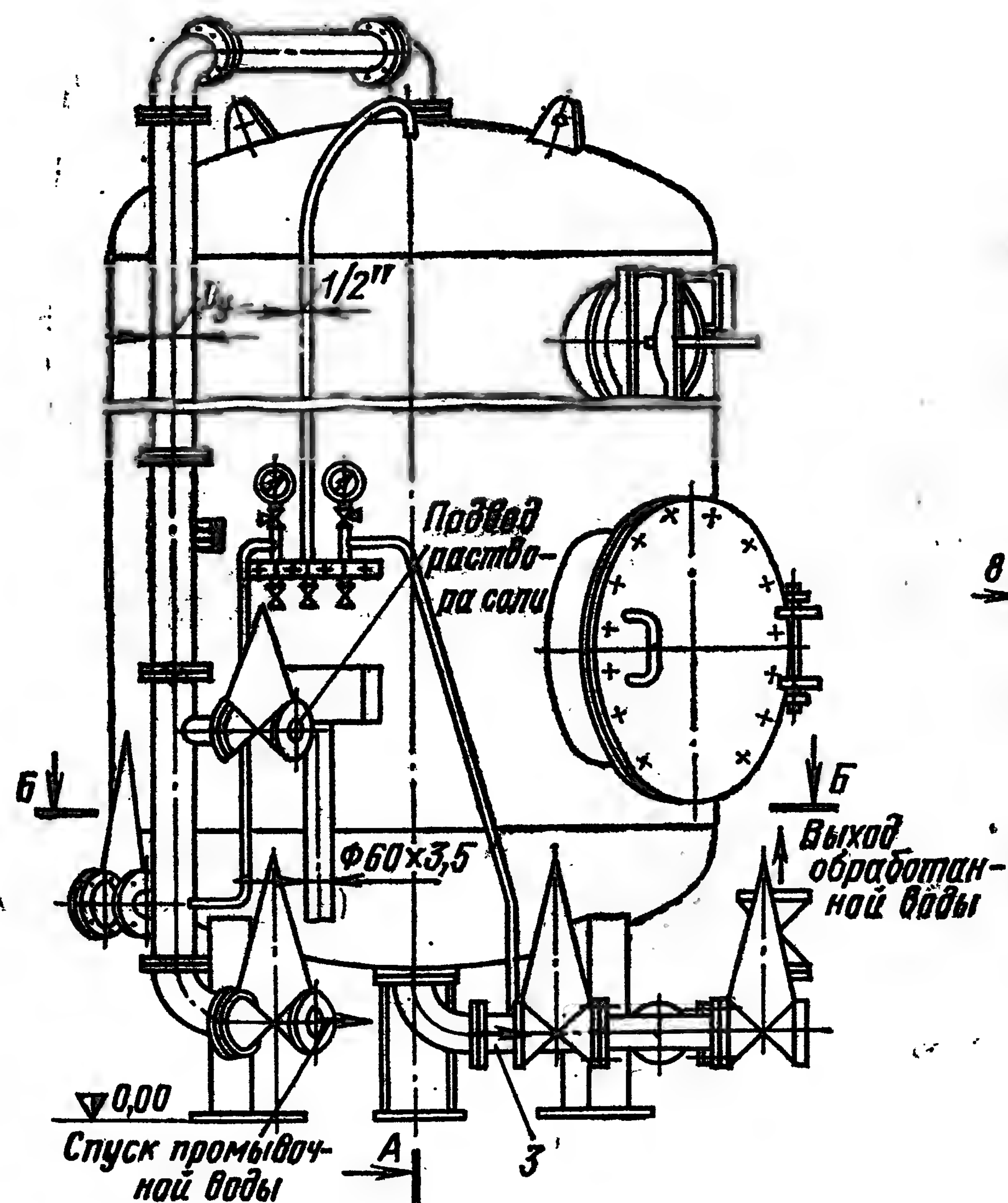
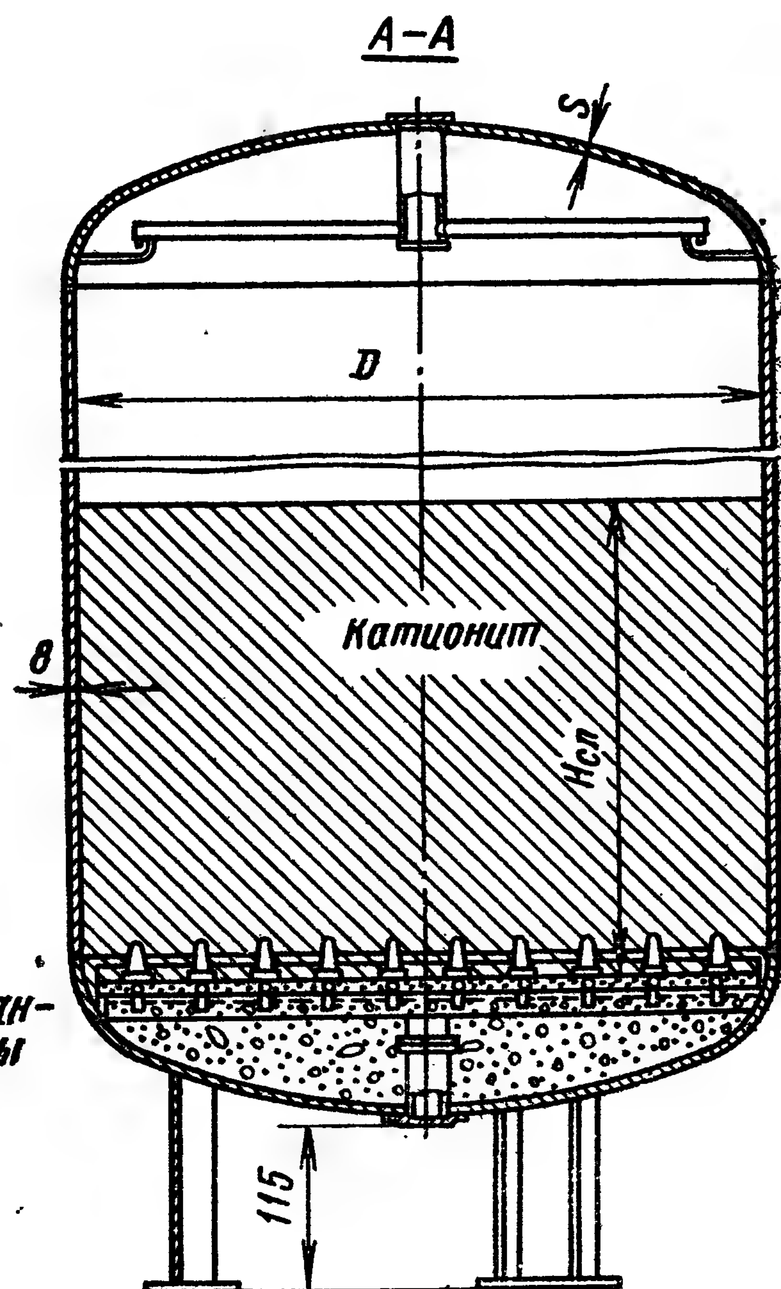
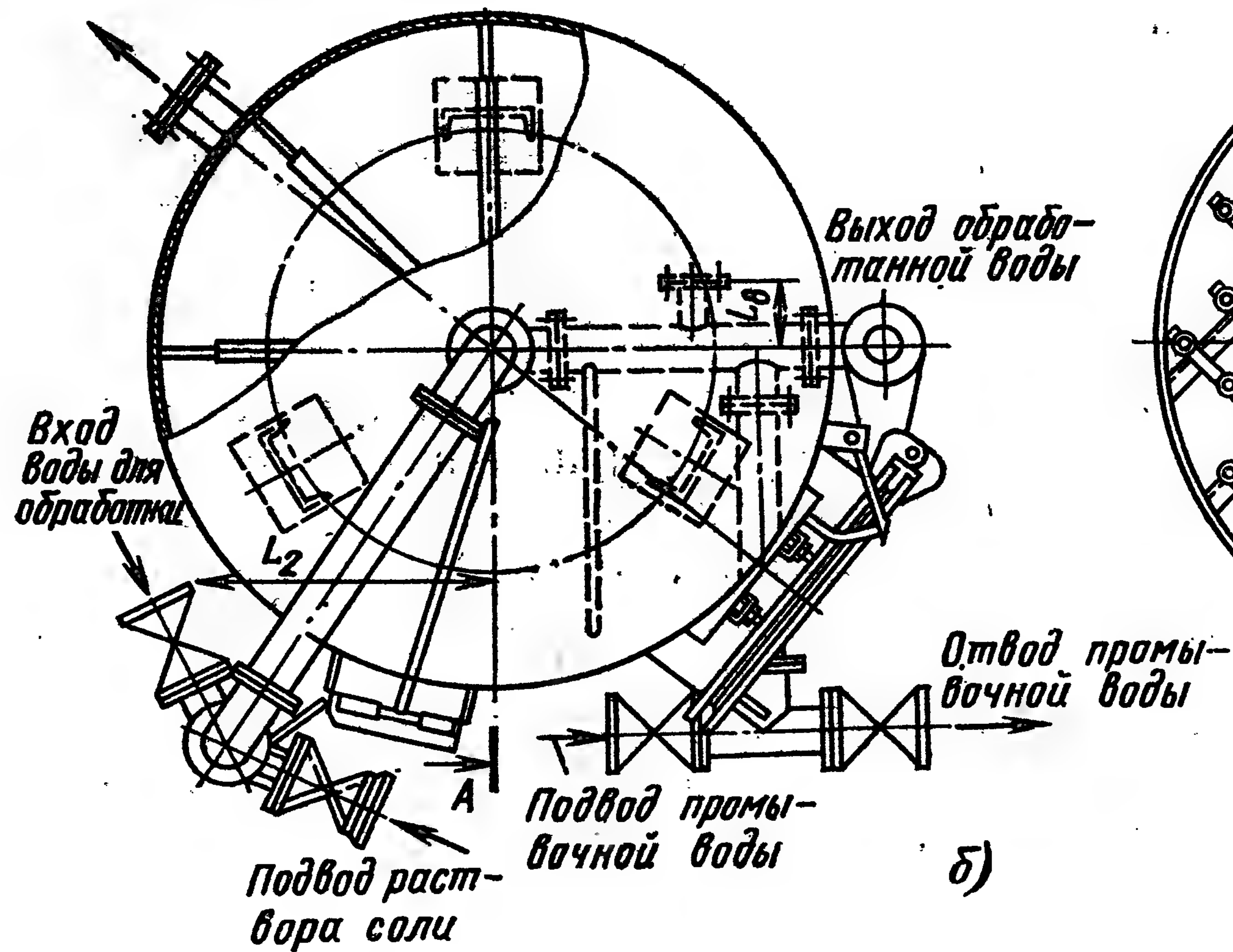


Рис. 9-5. Схема Na-катионитовой установки.
а — включение оборудования; *б* — конструкция фильтра.







Увеличение сухого остатка, мг/кг, может быть определено по формуле

$$c = c_{исх} + 2{,}96 Ж_{Ca} + 10{,}84 Ж_{Mg}. \qquad (9\text{-}16)$$

В формуле:

$c_{исх}$ — сухой остаток исходной воды, мг/кг;

$Ж_{Ca}$ и $Ж_{Mg}$ — кальциевая и магниевая жесткость исходной воды, мг-экв/кг.

Катионы Na^{2+} обмениваются при фильтрации с катионами Ca^{2+} и Mg^{2+} и образуют в умягченной воде натриевые соли с большой растворимостью — $NaHCO_3$, $NaCl$, Na_2SO_4 и Na_2SiO_3. Часть из них, например бикарбонат натрия $2NaHCO_3$, в котловой воде переходит в карбонат натрия Na_2CO_3, двуокись углерода и воду:



$$2NaHCO_3 \longrightarrow Na_2CO_3 + CO_2 + H_2O.$$

В последующем карбонат натрия под действием температуры и давления подвергается гидролизу с образованием едкого натра $NaOH$ и двуокиси углерода CO_2, что увеличивает щелочность котловой воды и содержание двуокиси углерода в паре. При конденсации пара CO_2 частично или полностью поглощается и конденсат становится агрессивным, вследствие чего натрий-катионирование применяют там, где допустимы избыточная щелочность и наличие CO_2. В процессе умягчения катионит постепенно насыщается катионами Ca^{2+} и Mg^{2+} и теряет свою обменную способность. Истощение идет послойно по ходу воды — сначала верхние слои, затем средние и нижние. При этом жесткость выходящей воды повышается, слой катионита уплотняется и фильтр следует остановить на взрыхление и регенерацию, т. е. для обмена катионов кальция и магния на катионы натрия. Регенерацию осуществляют, пропуская через слой катионита 6—8%-ный раствор хлористого натрия $NaCl$ (поваренной соли).

После регенерации, о завершении которой судят по жесткости воды, выходящей при регенерации из фильтра и составляющей в ее конце обычно 0,05—0,10 мг-экв/кг, проводят отмывку загруженного катионита от продуктов регенерации умягченной из бака *4* водой; взрыхление ведут обычной водой.

Общая схема натрий-катионитовой установки дана на рис. 9-5. Установка состоит из фильтра-солерастворителя *2*, представляющего собой металлический цилиндр — сосуд, загруженный несколькими слоями кварцевого песка или антрацита разной крупности для фильтрации раствора соли $NaCl$. Солерастворители изготовляют диаметром от 450 до 1000 мм, емкостью 0,1; 0,2 и 0,5 м^3 на рабочее давление до 0,6 МПа (6 кгс/см^2). Крепкий раствор соли, содержащей 0,065 $NaCl$, закачивают в солерастворитель. Для разведения раствора исходная вода подается по трубопроводу *1*, показанному на рис. 9-5,*а*. При одной ступени умягчения воды до 0,1 мг-экв/кг жесткость исходной воды должна быть до 7 мг-экв/кг, при большей жесткости требуется вторая ступень. Увеличение жесткости исходной воды повышает удельный расход соли на регенерацию катионита: при жесткости воды до 5 мг-экв/кг расход соли составляет 120—300 г/(г-экв); до 10 мг-экв/кг соответственно до 350 г/(г-экв); до 20 мг-экв/кг — до 400 г/(г-экв) и т. д. [Л. 33].

Натрий-катионитовые фильтры *3* изготовляются с диаметром от 700 до 3400 мм с объемом фильтрующего катионита от 0,76 м^3 (или массой 0,53 т) до 22,3 м^3 (16 т), т. е. на производительность от 0,07

до 27,8 кг/с (от 0,25 до 100 т/ч) при общей жесткости 7 мг-экв/кг для первой ступени и диаметром от 1000 до 3000 мм с объемом фильтрующего материала от 1,2 до 10,0 $м^3$ или от 0,84 до 7,5 т для второй ступени.

Заполняются фильтры первой ступени сульфоуглем или катионитом марки КУ-2 с действительной емкостью поглощения или рабочей обменной способностью от 150 до 400 г-экв/м. Температура воды перед фильтрами должна составлять 20—30°С в зависимости от схемы предварительной обработки воды [Л. 31].

Для паровых котлоагрегатов целесообразно до расчета натрий-катионитовых установок установить (по методу О. В. Лившиц) возможность их применения [Л. 31], сводящуюся к определению содержания CO_2 в паре относительной щелочности котловой воды и размера продувки исходя из качества умягчаемой воды.

При расчете фильтров задаются скоростью фильтрования и числом фильтров n и определяют для требуемой производительности установки химводоочистки $G_{\text{ХВО}}$, $м^3/с$ ($м^3/ч$), сечение фильтра, $м^2$,

$$F_{ф}=\frac{G_{\text{ХВО}}}{wn}. \qquad (9\text{-}17)$$

Скорость фильтрования w зависит от жесткости исходной воды и находится в пределах от 1,4 до 14 мм/с (от 5 до 50 м/ч) для первой ступени и от 5,6 до 23 мм/с (от 20 до 80 м/ч) для второй, снижаясь при увеличении жесткости воды. Число фильтров для возможности регенерации должно быть не менее двух. Найденное сечение фильтров при выбранном их числе n должно быть меньше суммарного сечения фильтров, выпускаемых промышленностью, т. е. $F_{ф}n \leqslant F_{ф.пр}n$.

Необходимые данные о конструктивных размерах выпускаемых натрий-катионитовых фильтров можно найти в справочниках [Л. 13, 31, 33], где, кроме диаметра, указаны высота и объем катионита.

При известном солесодержании или жесткости исходной воды $Ж_{о}$ определяют количество солей жесткости, которые необходимо удалить в течение суток, г-экв/сут:

$$A=0{,}024Ж_{о}G_{\text{ХВО}}. \qquad (9\text{-}18)$$

Зная количество подлежащих удалению солей жесткости A, сечение фильтра $F_{ф.пр}$ и соответствующую ему высоту слоя катионита h, задаваясь числом работающих фильтров a и числом регенераций каждого фильтра в сутки $m=1$ или 2, можно определить рабочую обменную способность катионита $E_{р}$, г-экв/$м^3$, и сопоставить ее с рекомендуемой:

$$E_{р}=\frac{A}{F_{ф.пр}ham}. \qquad (9\text{-}19)$$

Если из анализа воды известна сумма катионов в ней

$$\Sigma_{катионов}=Ca^{2+}+Mg^{2+}+Fe^{2+}+Na^{+}+NH_4^{+}+\ldots, \qquad (9\text{-}20)$$

то по сумме катионов и выбранной жесткости воды за фильтром $Ж_{ф}$, мг-экв/кг, по графику (рис. 9-6) можно найти удельный расход соли в г/(г-экв). Обычно $Ж_{ф}$ принимают для установок низкого давления равной ~0,1 мг-экв/кг и удельный расход соли $q_{с}$ около 150 г/г-экв. Рабочая обменная способность катионита примерно составляет $E_{р}=$ $=250$—350 г-экв/$м^3$. Более точный расчет обменной способности см. в [Л. 31].

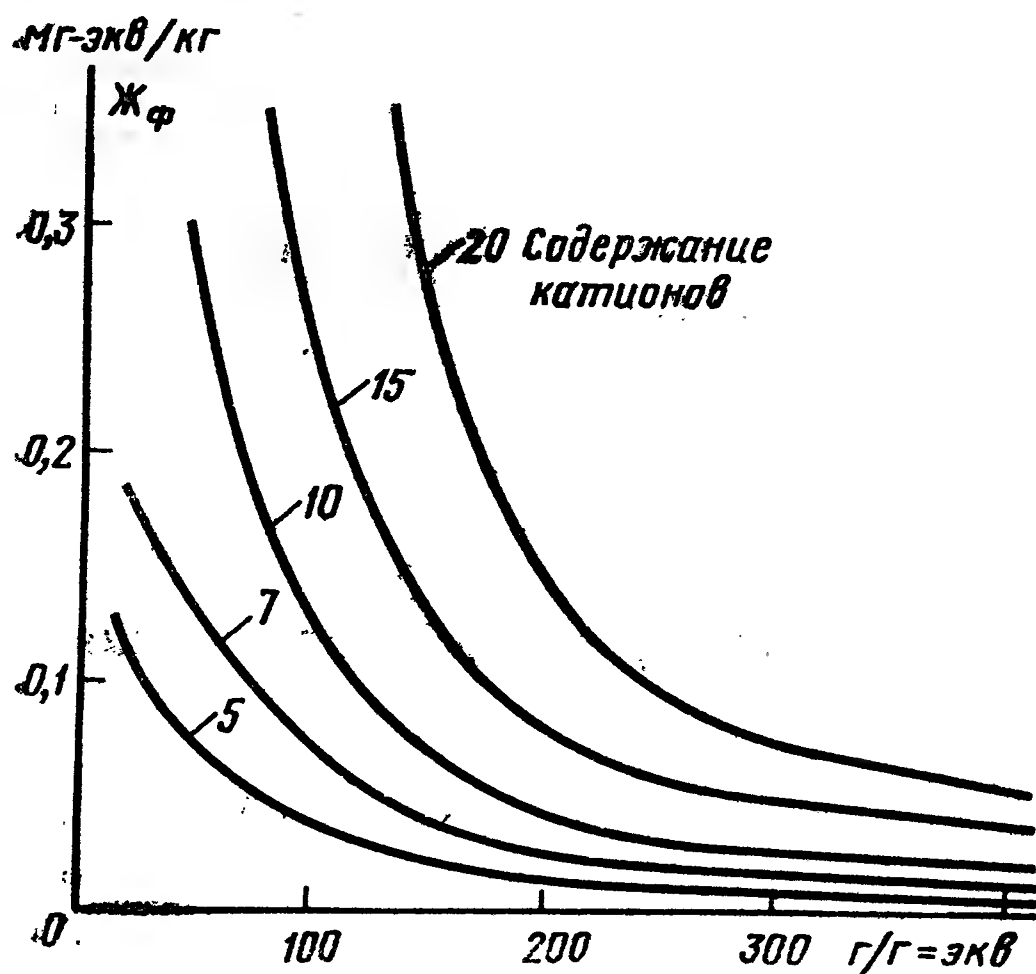


Рис. 9-6. Расход соли на регенерацию Na-катионитового фильтра в зависимости от содержания катионов и жесткости фильтрата.

После натрий-катионирования вода содержит увеличенное по сравнению с исходной водой количество солей натрия и в том числе бикарбоната, подвергающегося гидролизу под воздействием температуры; питание паровых котлов такой водой вызовет в них нарастание щелочности. Снижение щелочности добавляемой воды при схеме натрий-катионирования можно достигнуть, если после первой ступени катионирования воду подавать в фильтры, загруженные слабоосновным анионитом, например марки АН-2Ф, а затем воду направлять во вторую ступень.

Часто оба материала загружают в один аппарат, получив фильтр смешанного действия, поскольку регенерация анионита и катионита ведется раствором NaCl. Это позволяет одновременно умягчить воду и снижать ее щелочность, так как в фильтре катионы Ca^{2+} и Mg^{2+} замещаются катионами Na^+, а бикарбонатный HCO_3 и сульфатный SO_4^{2-}-анионы — хлоридным анионом Cl^-. В итоге реакций в воде получают легкорастворимые соли, жесткость воды снижается до 0,01 мг-экв/кг, а щелочность — до 0,2—0,6 мг-экв/кг. Целесообразность использования такой схемы определяют технико-экономическими расчетами, так как анионит марки АН2Ф относительно дорог.

Другим способом снижения щелочности умягченной воды является применение частичного натрий-катионирования, состоящего в том, что через фильтры пропускается часть исходной воды, а остальная направляется прямо в бак для питательной или умягченной воды. Количество воды, идущей в катионитовые фильтры, можно определить исходя из жесткости и необходимой щелочности. Если x — доля воды, идущей на фильтры, $Ж_{н.к}$ — некарбонатная жесткость исходной воды, мг-экв/кг, $Ж_{об}$ — общая жесткость исходной воды, мг-экв/кг, и $Щ_{изб}$ — избыточная щелочность после фильтров, мг-экв/кг, то

$$x = \frac{Ж_{н.к} + Щ_{изб}}{Ж_{об}} \cdot 100. \qquad (9\text{-}21)$$

Обычно $Щ_{изб}$ составляет 0,5—1,0 мг-экв/кг. Схема частичного натрий-катионирования воды, состоящая из обычного оборудования: солерастворителя *2*, фильтра *3*, бака с умягченной водой *4* — показана на рис. 9-7. При этой схеме часть воды после фильтра *3* становится умягченной и имеет избыток щелочи и бикарбоната натрия $2(NaHCO_3)$. В исходной воде *1* содержание карбонатной жесткости должно быть больше суммы общей щелочности котловой воды и пара, так как только в этом случае доля умягченной воды будет меньше единицы. Смесь исходной и умягченной воды идет в бак *5*.

Далее процесс происходит внутри котлоагрегата под действием температуры и давления — распад бикарбонатов кальция и магния, т. е. происходят образование и осаждение в шлам катионов кальция и магния. Эта схема может быть применена в котельных с низким — до 0,9 МПа (9 кгс/см²) давлением, так как докотловая и внутрикотловая обработки совмещены.

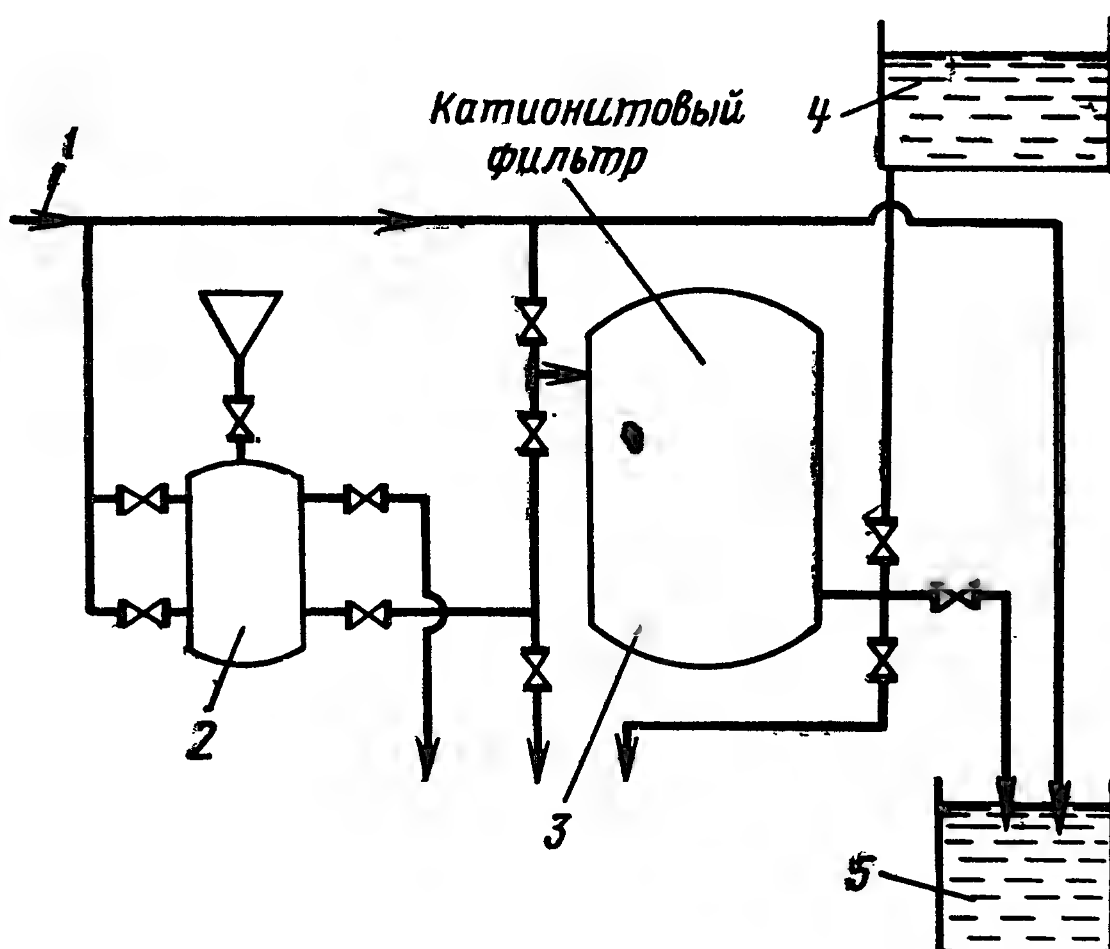


Рис. 9-7. Схема частичного натрий-катионирования воды.

При ограничениях в щелочности котловой воды, в содержании углекислоты в паре и ограниченных размерах продувки применяют метод аммоний-натрий-катионирования. Этот метод основан на способности катиона аммония NH_4^+ вступать в обмен с катионами кальция и магния, реакции которых протекают аналогично реакциям обмена при Na-катионировании. Все катионы солей и щелочей, находящихся в воде, в этом случае заменяются катионами аммония.

После такого обмена вода содержит в растворенном состоянии хлористые, сульфатные и бикарбонатные соли аммония, которые под воздействием температуры в котле подвергаются распаду с образованием аммиака, двуокиси углерода, соляной и серной кислот. Аммиак и двуокись углерода частично связываются и уносятся с паром, кислоты HCl и H_2SO_4 остаются и нейтрализуются в момент их получения щелочью в котловой воде, образующейся из бикарбонатов натрия за счет гидролиза (из солей временной жесткости).

Этот способ умягчения воды в одних и тех же фильтрах называют совместным аммоний-натрий-катионированием. Для него используют обычные натрий-катионитовые фильтры, регенерация обменной способности которых ведется раствором сульфата аммония и хлористого натрия с концентрацией первого и второго в 2,5—3,0%.

Доля воды, или степень обмена катионов кальция и магния на аммоний, может быть найдена по формуле

$$a_{NH_4} = \frac{Ж_к - Щ_{об.п.в}}{Ж_{об}}. \tag{9-22}$$

В формуле:

$Ж_к$ — карбонатная жесткость умягченной воды, мг-экв/кг;

$Щ_{об.п.в}$ — общая остаточная щелочность обработанной воды, мг-экв/кг;

$Ж_{об}$ — общая жесткость, мг-экв/кг, и соответственно степень обмена ионов натрия:

$$a_{Na} = 1 - a_{NH_4}. \tag{9-23}$$

Расход сульфата аммония при одноступенчатой схеме составляет:

$$G = 0{,}905a^{р}_{NH_4}, \tag{9-24}$$

где величина $a^{p}_{NH_4}$ — относительная концентрация аммония в растворе, принимается по кривой рис. 9-8. При той же схеме расход NaCl, кг/м³, находят из выражений $a^{p}_{NaCl} = 100 - a^{p}_{NH_4}$ и $G_{NaCl} = 0{,}623 a^{p}_{NaCl}$.

При регенерации хлористым аммонием его расход на каждый 1 м³ объема катионита составляет 56—72 кг/м³. При такой схеме подготовки воды для паровых котлоагрегатов в паре может быть от 5—10 до 100—150 мг аммиака на 1 кг воды, вследствие чего обязательны хорошая деаэрация питательной воды и герметичность всех соединений и сосудов.

При необходимости глубокого снижения сухого остатка и щелочности используются методы водород-катионирования. Если регенерацию катионита в фильтре вести кислотой, то катионы кальция и магния исходной воды замещаются катионами водорода, нейтральные соли превращаются в кислоты, а щелочной анион HCO_3 разрушается, образуя воду и двуокись углерода, что снижает щелочность и сухой остаток. Для снижения кислотности воды водород-катионирование сочетают с натрий-катионированием, дающим щелочную воду, которая, смешиваясь с кислой водой, ее нейтрализует.

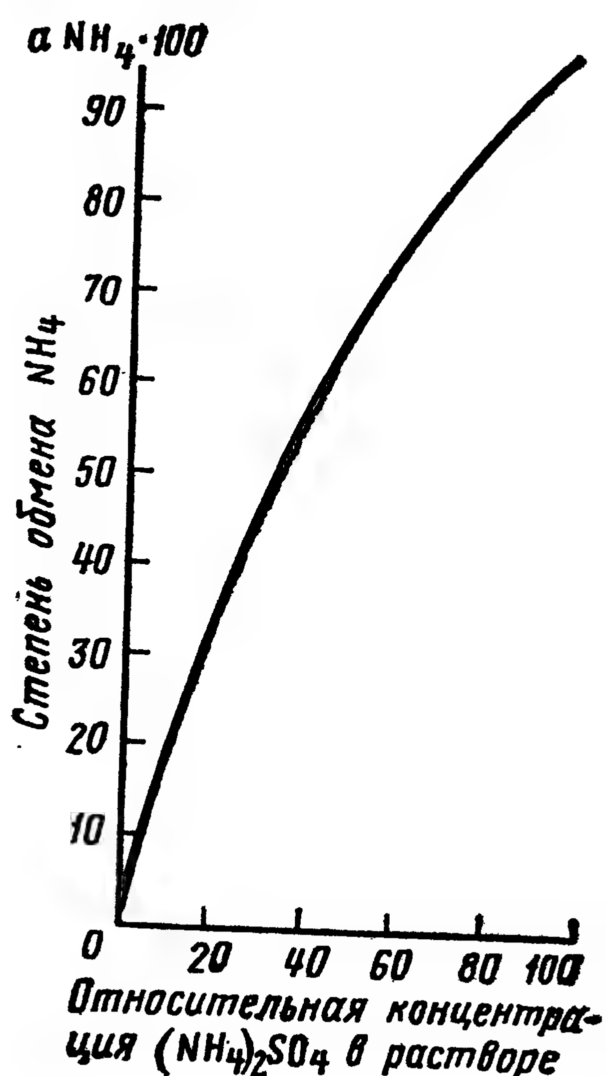


Рис. 9-8. Зависимость относительной концентрации $(NH_4)_2SO_4$ в регенерационном растворе от степени обмена на NH_4.

Из ряда подобных схем наибольшее распространение получила схема последовательного водород-натрий-катионирования с «голодной» регенерацией — недостаточным для завершения процесса количеством кислоты. Вследствие этого вода из фильтров выходит частично умягченная, с некоторой щелочностью, из которой в специальных устройствах удаляется двуокись углерода, а затем вода доумягчается в натрий-катионитовых фильтрах.

Схема последовательного H-Na-катионирования изображена на рис. 9-9. Исходная вода поступает в H-катионитовый фильтр *1*, где катионы Ca и Mg замещаются катионами водорода, образуя двуокись углерода и раствор минеральных кислот. Затем вода поступает в декарбонизатор *3* — сосуд, внутри которого расположена насадка из деревянных досок или керамических колец Рашига. На насадку сверху поступает вода, содержащая свободную двуокись углерода, а снизу воздух, с которым и уносится часть CO_2. Обмен воздуха производится с помощью вентилятора *4*, подающего воздух под насадку. Вода после удаления части CO_2 поступает в промежуточный бак *5*, являющийся буферной емкостью, и затем насосом *6* подается в натрий-катионитовые фильтры *2*, где и осуществляется доумягчение. Для регенерации водород-катионитового фильтра *1* служит раствор серной кислоты, поступающий из бака *7*, а для регенерации натрий-катионитового фильтра — раствор соли из бака *8*. В баках *9* и *10* содержится вода, необходимая для взрыхления катионита в фильтрах *1* и *2*.

Схему водород-катионирования можно выполнить и таким образом, чтобы после фильтра *1* часть умягченной воды смешалась с какой-то долей исходной воды. При этом произойдет нейтрализация кислой

умягченной воды бикарбонатами кальция и магния, находящимися в исходной воде. Если далее с помощью декарбонизатора *3* будет удалена CO_2, а регенерация фильтров *1* будет «голодной», то можно получить умягченную воду с небольшой остаточной щелочностью и карбонатной жесткостью 0,7—1,5 мг-экв/кг, пригодную для подпитки тепловых сетей.

Такую схему применяют для обработки воды, у которой карбонатная жесткость близка к общей жесткости, а щелочность составляет около 2 мг-экв/кг. Для регенерации водород-катионитных фильтров используется 1,0—1,5%-ный раствор серной кислоты, в качестве катионита для водород-катионитовых фильтров используется сульфоуголь и катиониты марок КУ-1 и КУ-2 с расчетной рабочей обменной способностью 270—310 г-экв/м³. Удельный расход 100%-ной серной кислоты на регенерацию катионита в фильтрах составляет около 49 г/(г-экв). Скорость фильтрования воды зависит от солесодержания исходной воды и составляет от 1,4 мм/с (5 м/ч) при $S_{исх.в}$=32 мг-экв/кг до 7 мм/с (25 м/ч) при $S_{исх.в}$=3 мг-экв/кг.

Рис. 9-9. Схема включения оборудования при Н- Na-катионировании.

На рис. 9-10 показана схема установки для разгрузки и использования кислоты. Прибывающая на установку в цистернах *1* железнодорожного или автомобильного транспорта кислота разгружается специальным приспособлением с лебедкой с блоком *2* в бак для хранения *3*. Из бака эжектором *4* отсасывается воздух и кислота по принципу сифона переливается из цистерны. При расходовании кислоты из бака *3* в нем сжатым воздухом по линии *5* создается избыточное давление и вытесняется крепкая кислота в мерник *6*. При регенерации фильтра из мерника *6* кислота забирается эжектором *7*, работающим на исходной воде, и подается в фильтр. Детальные операции регенерации аналогичны операциям, принятым в других схемах.

Рис. 9-10. Схема приема, хранения и использования крепкой серной кислоты при водород-катионитовых фильтрах.

От щелочной хрупкости защита металла котельных агрегатов, имеющих заклепочные швы и другие места, где металл находится под воздействием котловой воды и давления в напряженном состоянии, осуществляется присадкой азотнокислого натрия — **нитратированием**.

Кроме рассмотренных и широко применяемых способов докотловой обработки воды методами ионного обмена, с помощью которых можно

получить и химически обессоленную воду, существуют и другие способы — термохимический, термический и магнитный.

Химическое обессоливание воды можно получить только в сложных и дорогих установках; оно необходимо для прямоточных котлоагрегатов, работающих при сверхкритическом давлении.

Термохимический способ умягчения воды из-за быстрого зарастания отложениями аппаратуры водоприготовительной установки почти не имеет применения.

Термический способ обработки воды с повышением ее температуры до кипения ограниченно пригоден и без присадки в воду химических реактивов не используется. Обработка воды в магнитном поле была рассмотрена в § 9-4.

9-6. РАСЧЕТ ВЕЛИЧИНЫ ПРОДУВКИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЕЕ ТЕПЛОТЫ

Как указывалось в гл. 4, для удаления части солей и шлама из паровых котлоагрегатов осуществляют продувку. Непрерывную продувку выполняют из тех участков верхнего барабана, где концентрация солей в воде наибольшая; периодическую продувку выполняют из мест, где может скапливаться шлам: из торцов нижнего барабана и с нижних образующих коллекторов и нижнего барабана.

Поскольку с водой, уходящей из котлоагрегата, выносится некоторое количество теплоты, размер продувки ограничивают максимальной величиной в 10% паропроизводительности котлоагрегата. Использование теплоты продувочной воды обязательно, если ее количество больше 0,14 кг/с (0,5 т/ч) и осуществляется путем установки расширителей продувки и теплообменников для подогрева воды, идущей в аппараты, и устройства химической водоочистки.

Расчет продувки можно вести так: если обозначить через $s_{п}$ солесодержание пара, мг/кг, $s_{к.в}$ и $s_{п.в}$ — соответственно солесодержание по сухому остатку котловой и питательной воды, а через D и G их количество, кг, можно написать баланс:

$$Ds_{п}+G_{пр}s_{к.в}=G_{п.в}s_{п.в}, \quad (9\text{-}25)$$

откуда

$$G_{пр}=\frac{G_{п.в}s_{п.в}-Ds_{п}}{s_{к.в}}, \quad (9\text{-}26)$$

но так как

$$G_{п.в}=D+G_{пр}, \quad \frac{G_{пр}}{D}\cdot 100=p_{пр}, \%, \quad (9\text{-}27)$$

то можно выражение (9-26) записать в виде $p_{пр}=\frac{s_{п.в}-s_{п}}{s_{к.в}-s_{п.в}}\cdot 100\ \%$, и если пренебречь малой величиной $s_{п}$, то

$$p_{пр}=\frac{s_{п.в}}{s_{к.в}-s_{п.в}}\cdot 100\ \%. \quad (9\text{-}28)$$

Но сухой остаток питательной воды зависит от солесодержания химически очищенной воды $s_{ХОВ}$ и конденсата, последним за малостью можно пренебречь. Тогда солесодержание питательной воды $s_{п.в}=s_{ХОВ}\times\times\frac{100-\mu}{100}$. Обозначая последнюю величину $\frac{100-\mu}{100}$ через $П_{к}$ — потери воды в котельной, можно записать величину $s_{п.в}=s_{ХОВ}П_{к}$, и тогда размер продувки будет:

$$p_{пр}=\frac{s_{ХОВ}П_{к}}{s_{к.в}-s_{ХОВ}П_{к}}\cdot 100\ \%, \quad (9\text{-}29)$$

т. е. величина продувки предопределяет при заданных потерях конденсата и схему обработки исходной воды для получения нужного значения $s_{\text{ХОВ}}$. Для определения относительной щелочности котловой воды, которая также влияет на величину продувки, используют выражение

$$Щ^{\text{от}}_{\text{к.в}} = Щ^{\text{от}}_{\text{ХОВ}} = \frac{40Щ_{\text{ХОВ}}}{s_{\text{ХОВ}}} \cdot 100\ \%, \qquad (9\text{-}30)$$

где обозначены через $Щ^{\text{от}}_{\text{ХОВ}}$ и $Щ^{\text{от}}_{\text{к.в}}$ соответственно относительная щелочность химически очищенной и котловой воды, %.

Имея из баланса солей в котлоагрегате и тепловой схемы установки величину продувки, можно определить необходимость ступенчатого испарения (см. § 4-3), размер продувки и рациональность схемы использования ее теплоты и воды.

Принципиальная схема продувки показана на рис. 9-11,*а*. Котловая вода из барабана *1* направляется в расширитель продувки *2*; количество воды регулируется дроссельным вентилем *3*, набором диафрагм или системой вентилей по показаниям манометра. Образовавшееся при расширении воды количество пара, см. формулу (7-21), отводится обычно в термический деаэратор по линии *4*. Отделившаяся вода по линии *5* направляется в теплообменник *6* поверхностного типа для подогрева исходной воды перед водоподготовкой. Отдав теплоту, котловая вода сбрасывается в колодец *7*, в который иногда для охлаждения подводится техническая вода по трубопроводу *8*.

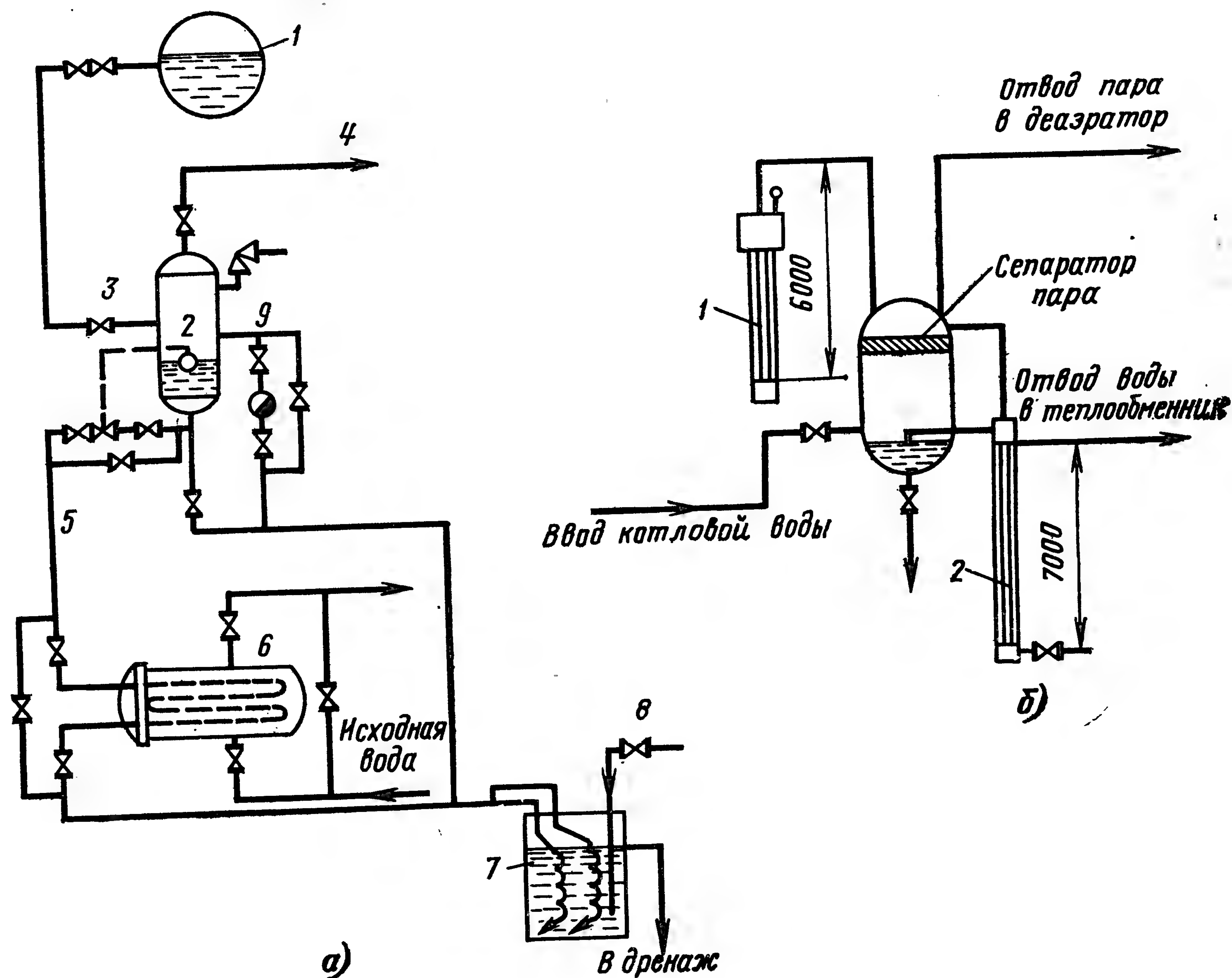


Рис. 9-11. Схема продувки парового котлоагрегата с использованием тепла.
а — общая компоновка; *б* — гидрозатворы.

Для получения пара удовлетворительного качества постоянный уровень воды в расширителе поддерживают автоматом — поплавковым регулятором; кроме того, имеется линия *9* из парового пространства. на которой установлены обратные клапаны и конденсационные горшки. Иногда вода после теплообменника используется в тепловых сетях закрытой системы теплоснабжения. При наличии в котельной паровых агрегатов с разным давлением продувка из котлоагрегатов с более высоким давлением направляется в агрегаты с низким давлением, а из последних для сокращения потерь осуществляется продувка.

Иногда в котельных малой производительности вместо предохранительных клапанов и автоматов поддержания уровня в расширителе устанавливаются обычный гидрозатвор *1* (см. рис. 6-5) с высотой замыкающей петли 6,0 м, переливная труба *2* с высотой 7,0 м, а сам расширитель располагается на отметке, обеспечивающей размещение гидрозатвора и переливной трубы, как это показано на рис. 9-11,*б*.

Следует иметь в виду, что увеличение на 1% размера продувки при использовании теплоты повышает удельный расход топлива примерно на 0,2%, а без использования — на 0,3%.

9-7. ДЕАЭРАЦИЯ И УСТАНОВКИ ДЛЯ ПОДАЧИ ВОДЫ В КОТЛЫ И ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ

Исходная вода, поступающая на обработку, и возвращаемый потребителями конденсат могут содержать растворенные в них газы — кислород, двуокись углерода, аммиак, азот и др. Для удаления газов из питательной воды применяется термическая и иногда химическая деаэрация.

По закону Дальтона — Генри массовая концентрация каждого из газов, растворенных в воде, пропорциональна его парциальному давлению над поверхностью. При кипении парциальное давление газов над поверхностью и концентрация их в воде стремятся к нулю, поскольку

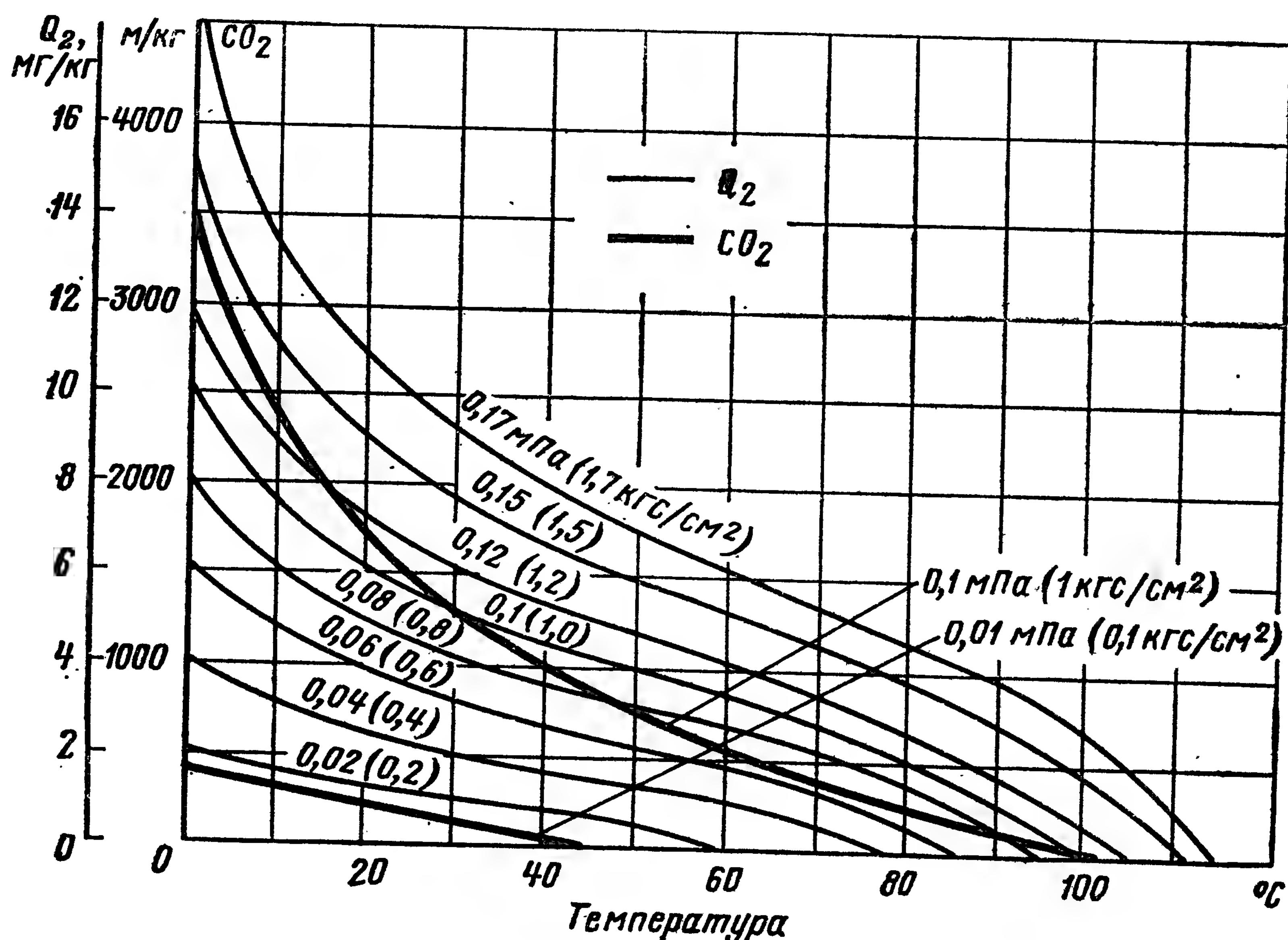


Рис. 9-12. Содержание в воде O_2 и CO_2 в зависимости от температуры и давления.

давление пара равно практически полному давлению над кипящей водой.

На рис. 9-12 показаны зависимости содержания O_2 и CO_2 в воде при ее различных температурах и давлениях. Чем тоньше слой воды, тем интенсивней происходит процесс дегазации; поэтому в термических деаэраторах стремятся для ускорения прогрева иметь тонкие слои или струи.

Разрез и вид сверху деаэрационной колонки показаны на рис. 9-13; в корпусе установлены стальные диски с отверстиями в дне и с перегородками. Пар подводится снизу по патрубку с отверстиями, направленными вниз для лучшего его распределения. Вода, подлежащая деаэрации, подводится в верхнюю часть колонки на верхний диск, контактируется с паром, переливается и стекает через отверстия на нижний диск, а затем в бак-аккумулятор. Газы и несконденсировавшаяся часть пара (так называемый выпар) отводятся через патрубок в самой верхней точке колонки. Перед патрубком установлен отбойный щиток для поворота потока пара и сепарации части влаги. К колонке присоединен гидравлический затвор обычного типа, а колонка устанавливается на бак-аккумулятор.

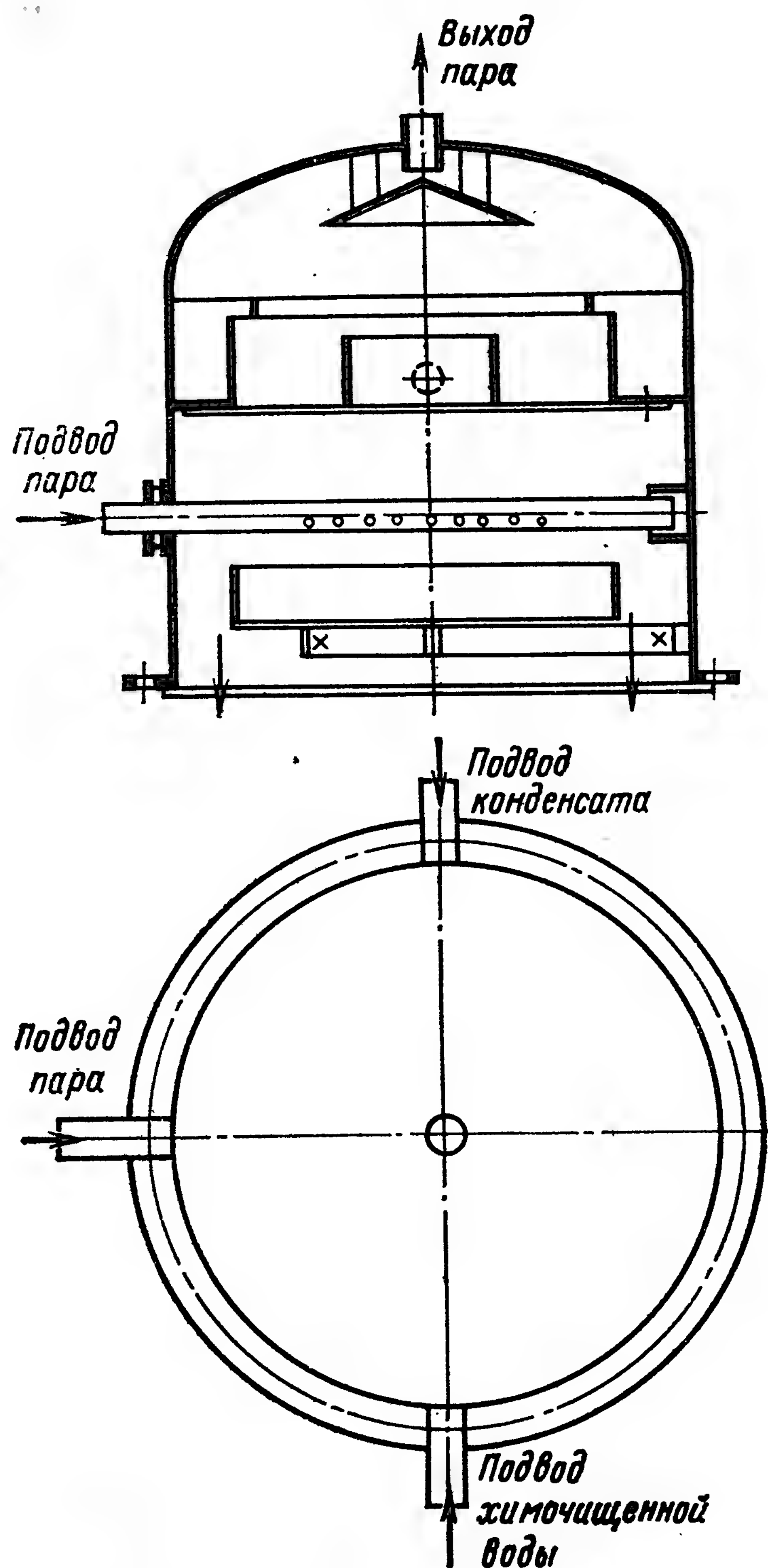


Рис. 9-13. Колонка к баку-аккумулятору термического деаэратора.

Для лучшей деаэрации воды, кроме подогрева ее в колонке, применяется схема, в которой пар сначала поступает на барботаж, а затем в колонку по полному сечению колонки.

Общий вид деаэратора ЦКТИ-ЧМЗ с барботажным устройством *1* и колонкой показан на рис. 9-14. Размещение барботажного устройства и колонки по разным концам бака-аккумулятора увеличивает поверхность соприкосновения воды с паром, а нагрев воды до кипения между перегородками *2* улучшает ее деаэрацию и по испытаниям обеспечивает разложение до 40% бикарбоната натрия, попадающего с химически очищенной водой. Остаточное содержание кислорода в таких деаэраторах составляет 0,02—0,03 мг/кг, двуокиси углерода — следы, даже при изменении нагрузки деаэратора от 30 до 120% номинальной. Давление пара, поступающего в барботажное устройство, должно составлять 0,15—0,17 МПа (1,5—1,7 кгс/см²), а его количество от 20 до 30 кг/т деаэрируемой воды. Деаэраторы изготовляются производительностью на 1,4; 2,3; 4,2; 7; 14; 21 и 28 кг/с и более (5, 10, 15, 25, 50, 75 и 100 т/ч); их баки-аккумуляторы рассчитаны на внутреннее

давление 0,12 МПа (1,2 кгс/см²) и снабжены гидрозатворами для защиты от превышения давления. Регулирование работы деаэратора автоматизировано. Деаэраторы, работающие с давлением в баке-аккумуляторе около 0,12 МПа (1,2 кгс/см²), называются **атмосферными**. Для температур питательной воды выше 145°С применяются деа-

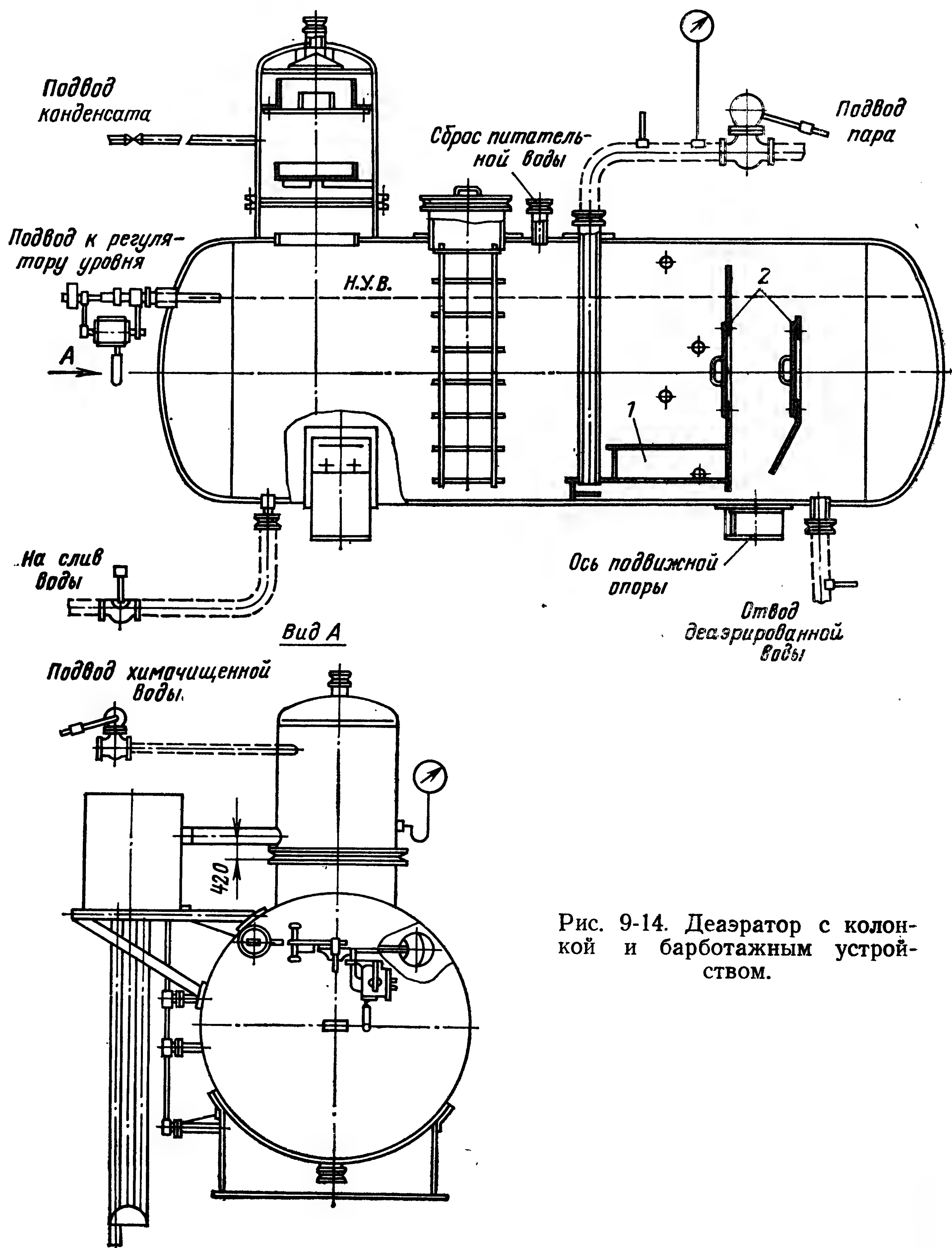


Рис. 9-14. Деаэратор с колонкой и барботажным устройством.

эраторы аналогичной конструкции, но на давление 0,6—0,7 МПа (6—7 кгс/см²).

При водогрейных котлоагрегатах и отсутствии источника пара для деаэрации питательной воды применяются **термические вакуумные деаэраторы**, работающие при давлении ниже атмосферного.

В них подается вода с температурой, большей, чем температура насыщения в вакуумном деаэраторе. При входе воды в деаэратор она закипает. Работающие по такому способу вакуумные деаэраторы называются устройствами для «перегретой» воды. Вакуум в колонке и баке создается с помощью водокольцевого вакуум-насоса типа РМК или

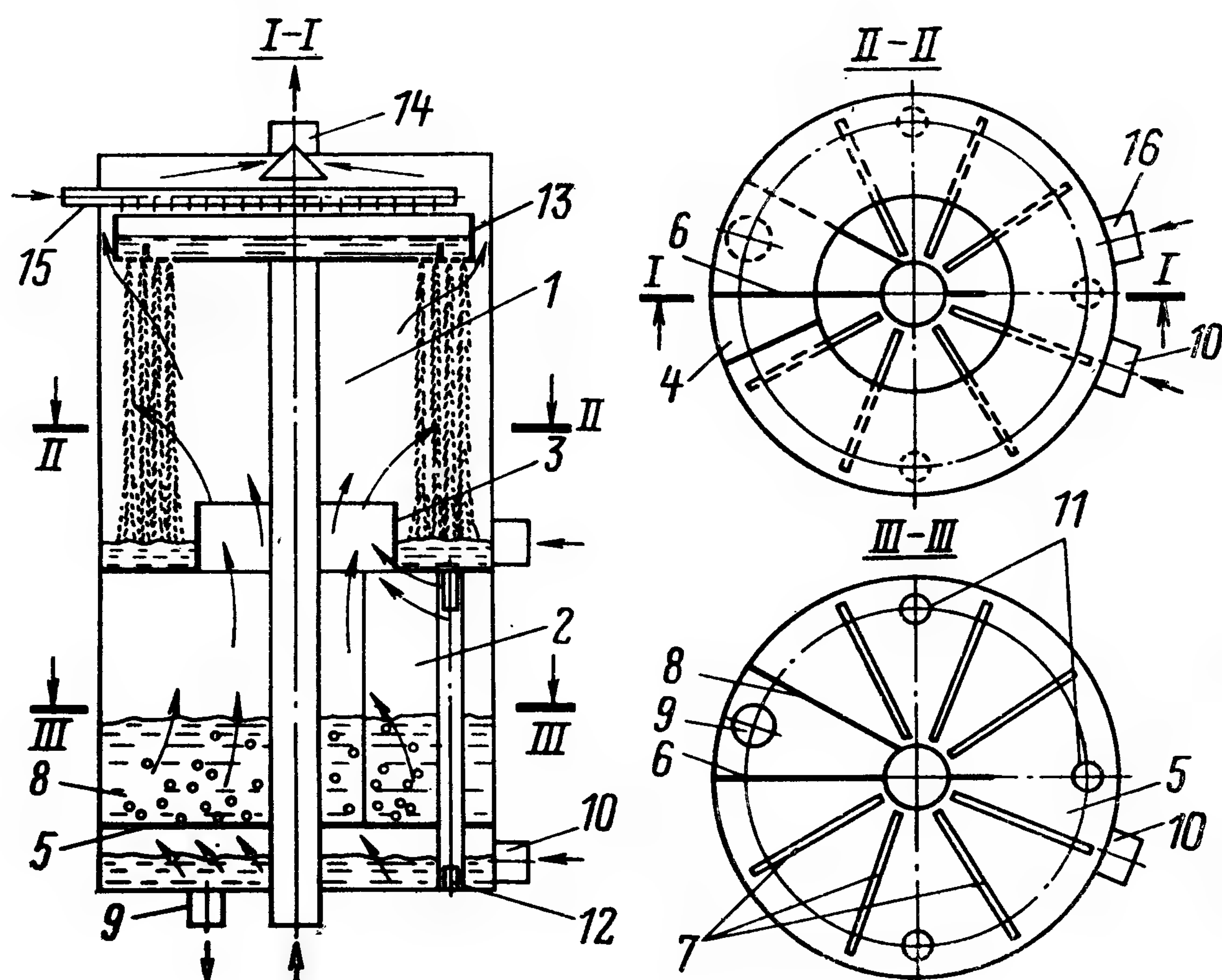


Рис. 9-15. Двухступенчатая колонка деаэрации.

1 — первая ступень деаэрации; *2* — вторая ступень; *3* — патрубок для прохода пара; *4* — проход для пара; *5* — вид на нижнюю тарелку; *6* — перегородка; *7* — прорези; *8* — перегородка; *9* — отвод воды; *10* — подвод горячего конденсата; *11* — стойки; *12* — прорези; *13* — верхняя тарелка; *14* — отвод выпара; *15* — подвод химически очищенной воды; *16* — подвод холодного конденсата.

двухступенчатого водяного эжектора, позволяющих получить необходимое давление и удалить выпар.

Для лучшей дегазации в колонке иногда выполняют две ступени давления. Общий вид такой сдвоенной колонки дан на рис. 9-15. Вода деаэрируется сначала в отсеке *1*, затем в отсеке *2*.

На рис. 9-16 показана схема включения двух ступеней вакуумной деаэрации (предложенная Моспроектом). Горячая вода из стального водогрейного котлоагрегата *1* поступает в подогреватель химически очищенной воды *2* и нагревает ее до температуры, превышающей температуру в деаэраторе на 6—10°С. До подогревателя *2* химочищенная вода греется выпаром в подогревателе *3*, из которого газы отсасываются вакуум-насосом *4*. Конденсат из подогревателя *3* сливается в деаэратор *5*, в баке которого имеются змеевики для подогрева и частичного испарения поступающей воды. Освобожденная от газов вода подпиточным насосом *6* подается в линию к сетевым насосам *7*. Сюда же возвращается вода из теплообменника *2* и змеевиков в баке деаэраторе. Применительно к водогрейным котельным ЧМЗ и ЦКТИ разработали другого вида схему для деаэрации сетевой и добавочной воды.

Пример такой схемы дан на рис. 9-17. Для удовлетворительной дегазации в схеме с вакуумной деаэрацией необходимо иметь выпар порядка 5—8 кг/т поступающей воды. Подогрев воды до деаэратора должен обеспечивать превышение ее температуры над температурой

насыщения в колонке не менее чем на 6—10°С при давлении от 0,01 до 0,05 МПа (0,1—0,5 кгс/см²). Охладитель выпара следует выбирать с запасом поверхности против расчетной до 30%, а давление воды перед водо-водяными эжекторами должно быть не ниже 0,2 МПа (2 кгс/см²) и температура — не выше 30°С.

Кроме термической деаэрации, иногда применяют химическое связывание кислорода сульфитом натрия (сульфитирование), который поглощает из нагретой до 70°С воды кислород, образуя хорошо растворимый и коррозионно-неактивный сульфит натрия Na_2SO_4. Одна-

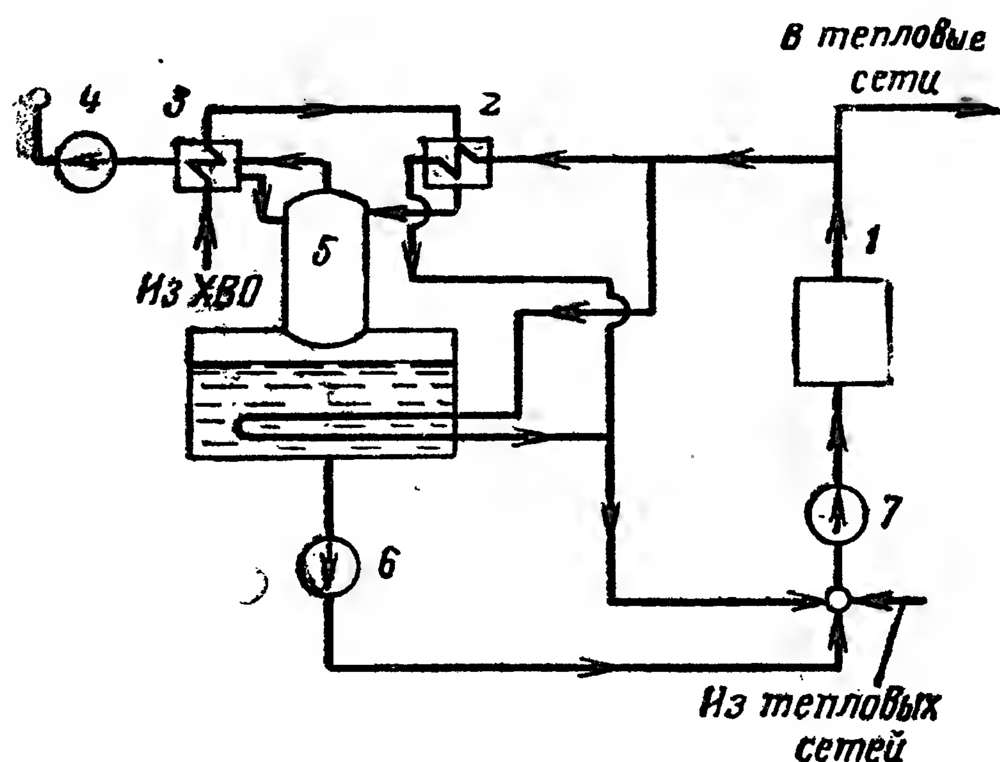


Рис. 9-16. Схема вакуумной деаэрации перегретой воды.

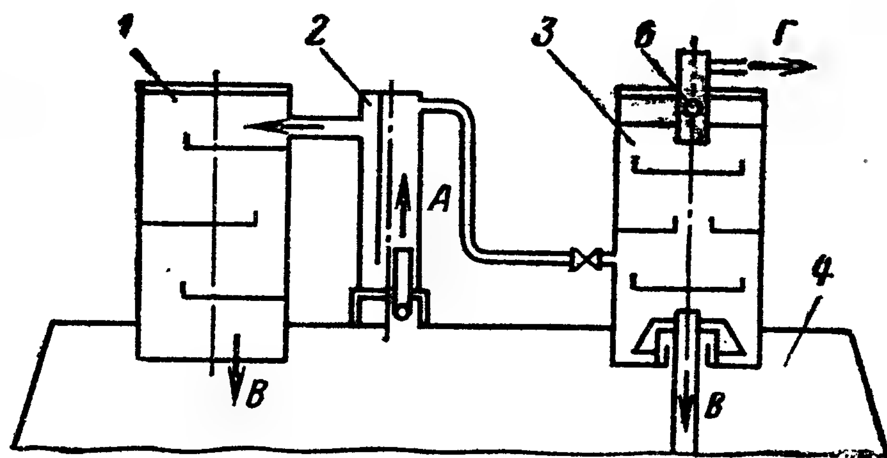


Рис. 9-17. Вакуумный деаэратор ЧМЗ-ЦКТИ на 13,8 кг/с (50 т/ч), давление 0,03 МПа (0,3 кгс/см²) и температуру 70°С.

1 — колонка для горячего пстока воды; 2 — колонка для удаления газов; 3 — колонка для холодного потока воды; 4 — бак-аккумулятор; А — ввод горячей воды; Б — ввод холодной воды; В — отвод деаэрированной воды; Г — штуцер для отсоса газов.

ко при давлении выше 0,6 МПа (6 кгс/см²) (160°С) сульфит натрия разлагается и образует сернистый ангидрид, который коррозионно-активен. Солесодержание воды при этом растет примерно на 12 мг на каждый миллиграмм O_2. Расход технического сульфита натрия (87—88% Na_2SO_4) должен точно выдерживаться и составляет 20 г/т воды, содержащей 1 мг/кг O_2. Сульфитирование обычно применяется на работающих временно мелких котельных установках.

Удалить часть кислорода из воды можно фильтрованием воды через стальную с графитом или чугунную стружку слоем высотой 1,5—2,0 м. Вода, нагретая до 50—70°С, проходя сквозь слой со скоростью 4—6 мм/с (15—20 м/ч) из-за процесса электрохимической коррозии, освобождается от части растворенного в ней кислорода, образуя окислы железа, часть которых остается в слое загруженной стружки, а остальные выносятся водой, которую затем осветляют. Чугунную или стальную стружку с графитом используют до окисления на половину ее массы, равной 1 т/м³, с периодическими 1 раз в 7—10 сут промывками фильтров. Содержание кислорода после фильтров равно 0,1—0,2 мг/кг при перезарядке их через 1—3 мес, но CO_2 ими не улавливается, так же как и при сульфитировании, что ограничивает применение их.

Производительность деаэраторов выбирается по максимальному расходу питательной воды для котлоагрегатов и подпиточной воды, поступающей в тепловые сети; величина емкости всех баков котельной рассчитывается для небольших установок на время их опорожнения за 20—30 мин при максимальной производительности паровых котлоагрегатов. На крупных установках время опорожнения должно составлять не менее 15 мин.

В крупных открытых системах теплоснабжения при количествах подпиточной воды от 150 м³/ч и выше после деаэраторов подпиточной воды устанавливаются на территории котельной **баки-аккумуляторы**. Емкость баков-аккумуляторов, выравнивающих график суточного потребления горячей воды, определяют из выражения

$$V_{бака}=21,6\div14,4G^{ср}_{г.в} \text{ или } V_{бака}=6\div4G^{ср}_{г.в}, \text{ м}^3, \quad (9\text{-}31)$$

где $G^{ср}_{г.в}$ — средний часовой расход воды на горячее водоснабжение за сутки наибольшего потребления, л/с или м³/ч.

Для предупреждения парообразования в трубопроводе к насосам деаэратор устанавливают на высоте от 7 до 14 м над питательными или подпиточными насосами, а скорость воды во всасывающих трубопроводах принимается в пределах 0,6—1,5 м/с.

Требуемый напор против парообразования, кПа (м вод. ст.), равен:

$$p_{входа}=p_д+\Delta p. \quad (9\text{-}32)$$

В формуле:

$p_д$ — давление насыщения в баке деаэратора, кПа (м вод. ст.);

Δp — величина запаса, составляющая обычно 60—100 кПа (6—10 м вод. ст.).

Одинарный трубопровод от индивидуальных питательных насосов рассчитывается на пропуск количества воды, равного максимальной производительности котлоагрегатов с учетом продувки.

Паровые котлы с обогреваемыми дымовыми газами барабанами и со слоевым способом сжигания топлива при $D=1,1$ кг/с (4,0 т/ч) и более и при подаче воды в несколько агрегатов с $p>0,07$ МПа (0,7 кгс/см²) должны иметь двойной питательный трубопровод с возможностью независимой подачи. Всасывающий и питательный трубопроводы должны быть рассчитаны на максимальное давление, кПа (м вод. ст.), создаваемое питательными насосами, равное:

$$p_{насос}=1,15\cdot10(p_б-p_д)+H_с+H_г. \quad (9\text{-}33)$$

В формуле:

$p_б$ — максимально допустимое рабочее давление в барабане котла, Па·10⁵ (кгс/см²);

$p_д$ — то же в деаэраторе, Па·10⁵ (кгс/см²);

$H_с$ — суммарное гидравлическое сопротивление всасывающего и напорного трубопроводов для питательной воды от насоса до барабана, Па·10⁴ (м вод. ст.);

$H_г$ — разность высот уровней воды в барабане котлоагрегата и деаэраторе, Па·10⁴ (м вод. ст.), для рабочих давлений 1,4 МПа (14 кгс/см²) и ниже, так как величина $H_с+H_г$ составляет 150—250 кПа (15—25 м вод. ст.).

Напор, создаваемый **питательными насосами** для паровых котлоагрегатов на более высокое давление, кПа (м вод. ст.), определяют по выражению

$$p_{насос}=10\cdot1,05p_б+H_{под}+H_с+H_г. \quad (9\text{-}34)$$

В выражении, кроме указанных к выражению (9-33) величин, через $H_{под}$ обозначено гидравлическое сопротивление подогревателей питательной воды; $H_{под}+H_с+H_г$ составляет 1100—1300 кПа (110—130 м вод. ст.), включая запас на регулирование расхода автоматами питания.

Выбор типа, количества и производительности питательных насосов регламентирован [Л. 1]. Питательные насосы должны обеспечивать

номинальную паропроизводительность рабочих котлоагрегатов с учетом продувки и других потерь с запасом в 10%. Особое внимание следует обратить на характеристики центробежных насосов, которые должны давать возможность работать насосам параллельно на общий трубопровод. Поршневые питательные насосы работают устойчиво при включении их в общую магистраль, так как создаваемый ими напор всегда равен сопротивлению сети, а производительность зависит только от частоты вращения. При параллельном включении двух центробежных насосов их суммарная производительность меньше, чем сумма производительности при работе каждого отдельно, а поршневого и центробежного насосов — приводит к уменьшению производительности последнего.

Изменение производительности насосов с электроприводом осуществляют дросселированием потока воды на напорной стороне, а насосов с паровым приводом — дросселированием давления пара.

Номинальная мощность электродвигателей питательных насосов, кВт, может быть найдена из формулы

$$N_{ном}=\frac{Q_{ном}H\cdot 1,1}{3600\cdot 102\eta_{н}\eta_{эл.д}}. \qquad (9\text{-}35)$$

В формуле:

$Q_{ном}$ — номинальная производительность насоса, кг/ч;

H — развиваемый напор, м вод. ст., определяемый по (9-33) и (9-34);

$\eta_{н}$ — к. п. д. насоса, обычно лежащий в пределах 0,65—0,75 для центробежных и 0,80—0,90 для поршневых;

$\eta_{эл.д}=0,95$ — к. п. д. электродвигателя.

При пониженной производительности Q потребная мощность, кВт, приближенно будет равна:

$$N'=xN_{ном}+(1-x)\frac{N_{ном}}{Q_{ном}}Q, \qquad (9\text{-}36)$$

где x — коэффициент холостого хода, равный 0,3—0,4.

Для компенсации потерь воды в системах теплоснабжения устанавливают несколько подпиточных насосов, из которых один является резервным.

В крупных отопительных котельных и на ТЭЦ резервный подпиточный насос устанавливают на пять рабочих насосов. Напор, который должны создавать подпиточные насосы, определяется по статическому давлению в системе при температуре воды 100°C (с учетом давления во всасывающей линии) и проверяется на обеспечение невскипания воды в подающем трубопроводе.

В котельной, оборудованной водогрейными котлами с принудительным движением воды, должно быть установлено не менее двух насосов, напор и производительность которых следует выбирать так, чтобы при выходе из строя самого мощного насоса остальные могли обеспечить нормальную работу всех котлов. Падение напора в стальных водогрейных котлах не превышает обычно 150—250 кПа (15—25 м вод. ст.), в чугунных — 100 кПа (10 м вод. ст.).

Напор (давление) за водогрейным агрегатом может быть определен по расчетной температуре воды в тепловой сети $t_{расч}$ плюс запас температуры для предотвращения возможности вскипания воды, т. е. $t_{х}=t_{расч}+30\leqslant t_{нас}$, °C.

Суммарная производительность сетевых насосов стальных водогрейных котлов определяется путем расчета тепловой схемы котельной, а число насосов определяют исходя из наиболее экономичной работы в течение отопительного сезона и с учетом летнего режима работы си-

стемы. Далее проверяют, соответствует ли выбранная производительность насосов расходу воды через работающие стальные водогрейные котлы (при основном и пиковом режимах) данным завода-изготовителя.

Насосы рециркуляции должны создавать напор, несколько больший, чем гидравлическое сопротивление котла, 200—300 кПа (20—30 м вод. ст.), их выбирают при разработке тепловой схемы [Л. 22].

9-8. ТЕХНИЧЕСКОЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ

В любом источнике теплоснабжения, кроме воды, используемой как теплоноситель или превращаемой в пар, требуется так называемая «техническая» вода. При работе котлоагрегатов на твердом топливе эта вода расходуется на смачивание шлака и золы, их гидравлическое удаление, на охлаждение балок и панелей котлоагрегатов с слоевыми топками и других элементов, подвергающихся воздействию температур выше 400°С, на подачу в золоуловители мокрого типа и некоторые другие нужды.

В случае сжигания твердого топлива в пылевидном состоянии техническая вода расходуется на охлаждение валов и подшипников пылеугольных мельниц и ряд других нужд систем пылеприготовления. При работе котлоагрегатов на мазуте техническая вода расходуется часто на обмывку поверхностей нагрева.

Далее вода при сжигании всех видов топлива требуется для охлаждения подшипников и валов дымососов, дутьевых и других вентиляторов, питательных, сетевых, рециркуляционных и прочих насосов, на охлаждение проб пара, воды и части элементов приборов.

Вода, идущая на уплотнение подшипников насосов (питательных, сетевых, подпиточных, рециркуляционных, конденсатных, перекачивающих химически очищенную воду и др.), где имеется возможность ее попадания в питательную, сетевую или обработанную на водоподготовке и в деаэраторах воду, должна быть химически очищена. При малых расходах воды на подобные нужды следует использовать хозяйственно-питьевой водопровод.

В крупных котельных установках для целей технического водоснабжения используется (после очистки в механических фильтрах) вода из открытых водоемов, рек и прудов с установкой специальных насосов и прокладкой трубопроводов технической воды. Если техническая вода в процессе ее использования загрязняется не сильно, то целесообразно осуществить ее сбор для повторного использования. Загрязненная вода направляется в баки перед насосами гидрозолоудаления для смачивания шлака и золы или для обмывки поверхностей нагрева от внешних отложений, т. е. на нужды, не требующие чистой воды. Сюда же следует направлять охлажденную воду от продувки котлов, грязные конденсаты при нецелесообразности их очистки и остальную нечистую воду.

Всю чистую, особенно горячую, воду необходимо собирать и направлять вместе с исходной водой на водоподготовку.

При гидравлической системе шлакозолоудаления, поскольку сброс загрязненных вод в реки, пруды и водоемы запрещен, также осуществляют очистку воды в отстойниках фильтрацией через грунт для повторного использования.

При объединении технического водоснабжения котельной с производственными нуждами воду для предприятия забирают после осветления. Техническая вода не удовлетворяет обычно нормам санитарной инспекции, и поэтому должна быть исключена возможность ее попадания в хозяйственно-питьевой водопровод.

Глава десятая

РАЗМЕЩЕНИЕ, КОМПОНОВКИ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК, АВТОМАТИЗАЦИЯ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ КОТЕЛЬНЫХ

10-1. РАЗМЕЩЕНИЕ ИСТОЧНИКА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

При размещении котельной, служащей в качестве источника теплоснабжения предприятия и жилого района, ее стремятся разместить ближе к центру тепловых нагрузок, учтя направление господствующих ветров (розу ветров), расположение жилых массивов, зеленых насаждений, рельеф местности, уровень грунтовых вод, источников водоснабжения, возможность создания золошлаковых отвалов и ряд других обстоятельств, регламентированных соответствующими строительными и другими нормами и правилами, а также возможность дальнейшего расширения на расчетный срок развития данного района. При этом создают возможность соединения с проектируемой котельной имеющихся или строящихся котельных и тепловых сетей других районов.

Территория, на которой намечено разместить котельную или источник теплоснабжения, должна иметь надежный грунт, могущий служить естественным основанием зданию и сооружениям. Земляные и другие работы по планировке должны быть минимальными.

Здание котельной, приемо-разгрузочные устройства для твердого и жидкого топлива, пути железнодорожного транспорта, как правило, следует располагать параллельно горизонталям природного рельефа. При размещении устройств для удаления из котельной шлака и золы также должен быть учтен рельеф территории. В том случае, когда шлак и зола не могут быть использованы для нужд строительства или других целей, их отвалы следует размещать на наиболее близких к котельной, непригодных или малопригодных для других целей земельных участках, за пределами территории котельной, предпочтительно в оврагах или заболоченных местах. Размеры шлакозолоотвала выбираются исходя из работы котельной в течение 10—25 лет.

Отвод воды с территории и из здания котельной должен быть осуществлен и увязан с сетью промышленной, ливневой и хозяйственной канализации всей площадки предприятия или территории, отведенной для строительства котельной. Стоки от химической водоподготовки, мазутного и масляного хозяйства, обмывки внешних поверхностей нагрева котлоагрегатов, кислотных и других промывок оборудования должны быть нейтрализованы, очищены от загрязнений твердыми частицами, нефтепродуктами и другими веществами, охлаждены до температуры ниже 40°C и лишь после этого спущены в канализацию.

При проектировании котельных для промышленных предприятий дороги, сооружения и здания одинакового назначения следует объединять. Территория котельной, если котельная размещается вне промышленного предприятия и имеет открытые площадки с находящимися на них оборудованием, складами, транспортными устройствами и связями, должна быть благоустроена, защитная зона озеленена и отделена оградой сетчатого типа высотой в 2,4 м. Между зданиями, сооружениями, складом топлива и другими устройствами должны быть предусмотрены соответствующие строительным нормам и правилам расстояния (разрывы) и дороги, обеспечивающие возможность осуществления транспортных и пожарных операций. Главный въезд на территорию и кольцевую

дорогу вокруг котельной выполняют со стороны постоянного торца здания котельной. Присоединение территории котельной к железным дорогам общего пользования проектируется по согласованию с соответствующим управлением дороги. Пожароопасные помещения, здания и сооружения котельной должны быть изготовлены из несгораемых материалов. Категории отдельных частей здания котельной, вспомогательных сооружений, помещений и требуемые свойства материалов для них регламентированы. При выборе материалов и конструкций элементов зданий котельных должны быть учтены требования Правил [Л. 1, 2, 18] и других соответствующих СНиП и Правил, включая электротехнические.

10-2. ЗДАНИЯ КОТЕЛЬНЫХ

Котельные принято подразделять на закрытые, полуоткрытые и открытые: в *закрытых* котельных все оборудование размещено в здании; в *полуоткрытых* вспомогательное оборудование — деаэраторы, баки, золоуловители, дымососы и вентиляторы — установлены вне здания; в *открытых* котельных на основном оборудовании — котлоагрегатах — выполняются укрытия мест постоянного обслуживания, а в здании размещаются только щиты управления, насосы и фильтры химводоочистки.

Основное оборудование котельных открытого типа должно быть специально приспособлено к работе при минусовых температурах окружающего воздуха.

Котельные, располагаемые на территории населенных мест, должны быть, как правило, закрытого типа, на территории промышленных предприятий могут быть любого типа, если это позволяют климатические условия и оборудование.

Здания котельных можно выполнять *отдельно стоящими* или примыкающими к другим зданиям — *сблокированными*.

Блокирование помещений котельных с производственными цехами применяется на некоторых предприятиях, в коммунально-бытовых (кроме бань) и в хозяйственных корпусах лечебных учреждений. Котельная отделяется от других помещений специальной капитальной противопожарной стеной; непосредственно над котлоагрегатами не размещают никаких помещений. Иногда котельные размещают внутри производственных, общественных, жилых зданий, выделяя для них часть помещений; такие котельные называют встроенными.

Установка котлоагрегатов всех типов и видов внутри производственных помещений осуществляется выделением для котельной с несгораемыми перегородками, полом и потолком помещения с высотой не менее 2 м.

Котлы-утилизаторы и энерготехнологические агрегаты могут быть отделены от производственного помещения вместе с технологическими агрегатами. Наиболее распространены для котельных отдельно стоящие здания.

Современные здания котельных, как правило, выполняются *каркасными*, одноэтажными, с пролетами одного направления, одинаковой ширины и высоты. При необходимости размещать оборудование в несколько этажей применяются здания павильонного типа со встроенными этажерками. Размеры пролетов зданий принимают равными 12, 18, 24 и 30 м; для небольших котельных допускаются пролеты в 6 и 9 м. Несущими элементами здания, кроме колонн, при малых пролетах (6, 9 и 12 м), небольшой высоте (до 7,2 м) и отсутствии опирания на стены

грузоподъемных механизмов могут являться наружные стены с пилястрами. При пролете 12 м и более используются только колонны, шаг которых принимают равным 6 или 12 м. Для многоэтажной части здания котельной, например со стороны постоянного торца, надлежит использовать сетки колонн с размером 6 на 7 и 6 на 9 м. Высота зданий котельных зависит от величины пролета и выполняется кратной размерам от 0,6 до 1,8 м.

Если часть здания котельной выбрана многоэтажной, то отметки этажей должны составлять 3,6; 4,2 и 6 м, кроме первого этажа, который может иметь высоту в 7,2 м. При высоте здания до 7,2 м его несущие наружные стены можно выполнять из кирпича или штучных камней. Здание котельной может иметь золовой этаж с уровнем пола на отметке территории только в случаях применения специальной схемы шлакозолоудаления или при высоком уровне грунтовых вод: специально выделять золовой этаж не следует.

Если в котельной устанавливается оборудование, дающее динамические нагрузки на фундамент — дробилки, мельницы, дымососы, вентиляторы и т. д., для него сооружают фундаменты, не связанные с полом и стенами здания. Наружные стены, цоколь и внутренние стены зданий с несущими колоннами выполняются из навесных панелей, изготовленных из легких бетонов, керамзитобетона и штучных камней; перегородки изготовляются из гипсобетонных и других панелей. В стенах и перегородках выполняются проемы для дверей, окон и отверстия для пропуска газовоздухопроводов и трубопроводов и монтажа оборудования блоками. Конструкция торцевой стены в здании котельной со стороны расширения должна допускать производство строительных и монтажных работ. Междуэтажные перекрытия выполняются из бетонных плит, их кладут на ригели, опирающиеся на выступы колонн. Покрытия зданий котельных состоят из железобетонных плит с утеплением из пено- или газобетона, защищаемых битумом и рулонным материалом, наклеиваемым на выровненную цементной стяжкой поверхность. Более широко распространены кровельные армопенобетонные плиты с размерами 1,5×6 м, совмещающие настил и изоляцию. Поверх покрытия кладется гидроизоляционный ковер с нанесением на него защитного слоя мастики с гравием; применение фонарей ограничено. Полы должны быть прочными, тепло- и влагоустойчивыми, несгораемыми, не разрушаться от временного воздействия масла, кислот и щелочей. В полу помещения котельной прокладываются каналы для удаления шлака и золы, подвода воздуха к топочным устройствам, для электрических и других кабелей, трубопроводов для воды и канализации; в полу иногда оставляют и проемы для фундаментов под оборудование. Пол может быть сплошным из нескольких слоев или из плит. Окна чаще всего выполняются в виде отдельных проемов или лент большой протяженности; проемы больших размеров разделяются на части стойками и балками; к ним крепятся оконные переплеты, и они передают нагрузку от переплетов и ветровую нагрузку на несущие части здания. Подоконники выполняются с углом 50°, высота проема кратной 0,6 и до 4,8 м. Двери по ширине принимаются равными 1,0; 1,5 и 2,0 м и по высоте 2,4 м; их изготовляют стальными с металлическим каркасом или из дерева с обшивкой войлоком, пропитанным глиной, и обивкой стальным листом. Выходные двери из помещения котельных должны открываться наружу и не иметь запоров; остальные — внутрь и закрываться. Из котельной должно быть не менее двух выходов с пожарной лестницей в противоположных сторонах (наружу, в тамбур или лестничную клетку). Воро-

та из помещения котлоагрегатов выполняются из двух половин, распахивающимися наружу для проезда транспорта высотой от 2 до 4 м; шириной от 2,4 до 4,2 м, с устройством калитки для прохода людей.

Если через ворота из котельного помещения удаляются шлак и зола и подается топливо, то в районах со средней температурой воздуха самой холодной пятидневки года ниже минус 5°С устраивают тамбур

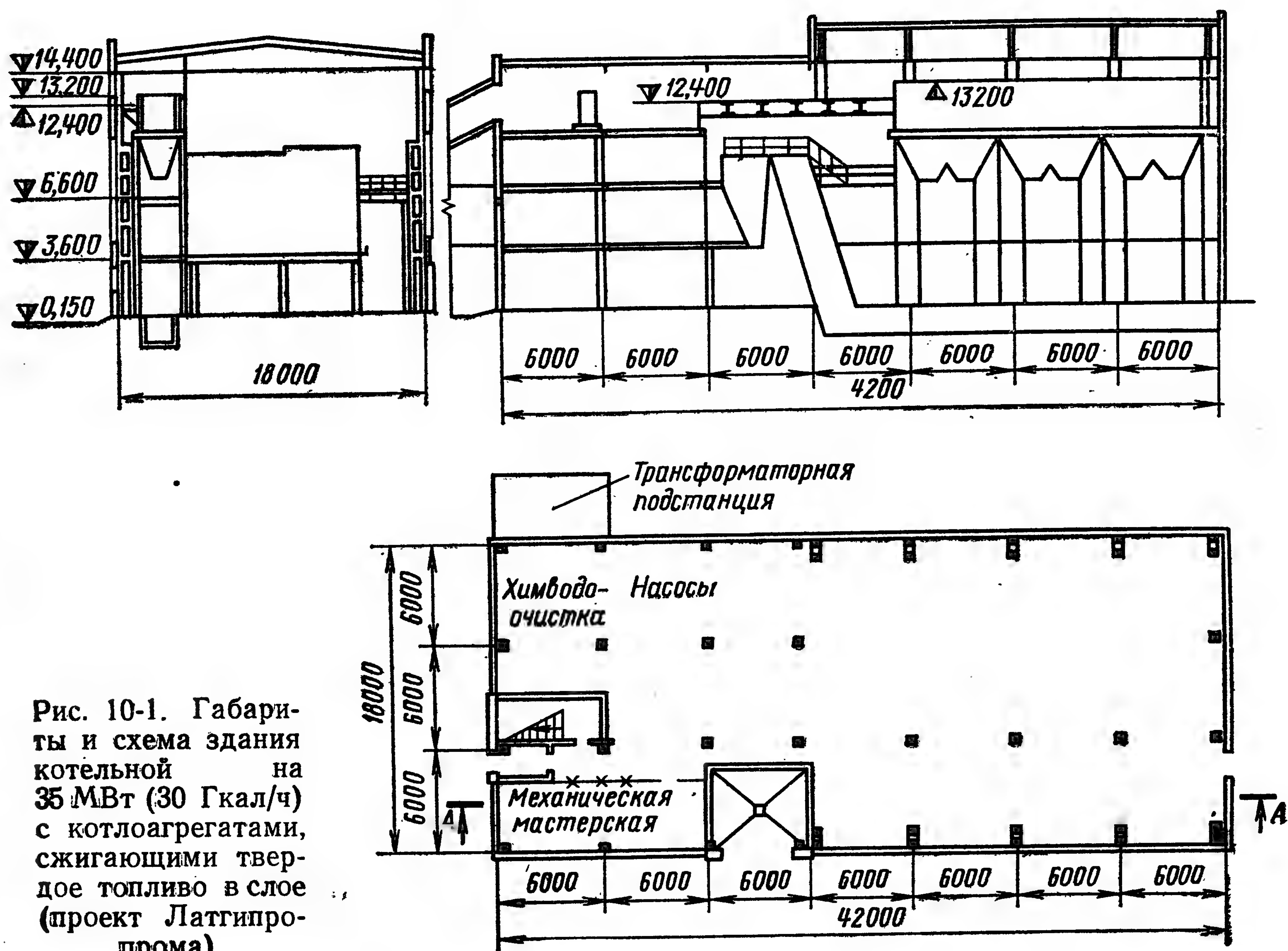


Рис. 10-1. Габариты и схема здания котельной на 35 МВт (30 Гкал/ч) с котлоагрегатами, сжигающими твердое топливо в слое (проект Латгипропрома).

или тепловую завесу. Транспортеры и бункерная галерея для твердого топлива должны быть отделены от помещения котельной несгораемыми перегородками. Если же бункера и узлы пересыпки установлены в общем помещении, то транспортные механизмы не должны загрязнять помещение топливом и его пылью. Бункера для твердого топлива выполняются железобетонными или стальными с объемом, обеспечивающим не менее 1,5—3-часовой работы котлоагрегата с полной нагрузкой и полным спуском топлива самотеком.

Стальные бункера снаружи покрываются тепловой изоляцией для предупреждения конденсации на их стенках водяных паров. Бункера для топлива опираются на колонны, ригели или подвешиваются к ним. Пролет между осями колонн бункерной галереи или колонн, встроенных в помещение, принимается равным 3,0 и 6,0 м. Над бункерами ширина галерей для подачи топлива зависит от числа и размеров механизмов для транспорта топлива: они примыкают к котельной со стороны постоянного торца здания, не опираясь на несущие стены или каркас здания.

Пример выполнения здания котельной на 35 МВт (30 Гкал/ч) из сборного железобетона показан на рис. 10-1. Несущие конструкции выполнены в виде каркаса с колоннами, перекрытия из плит, фермы же-

лезобетонные, покрытия из плит с утеплением и гидроизоляцией и закрытием рулонным материалом.

Подача твердого топлива производится ленточными транспортерами, расположенными в наклонной галерее и над бункерами. Удаление шлака и золы механизировано. Все основное и вспомогательное оборудование размещено в одном помещении-павильоне, от которого отделены перегородками механические мастерские, служебные и бытовые помещения; трансформаторная подстанция вынесена из здания.

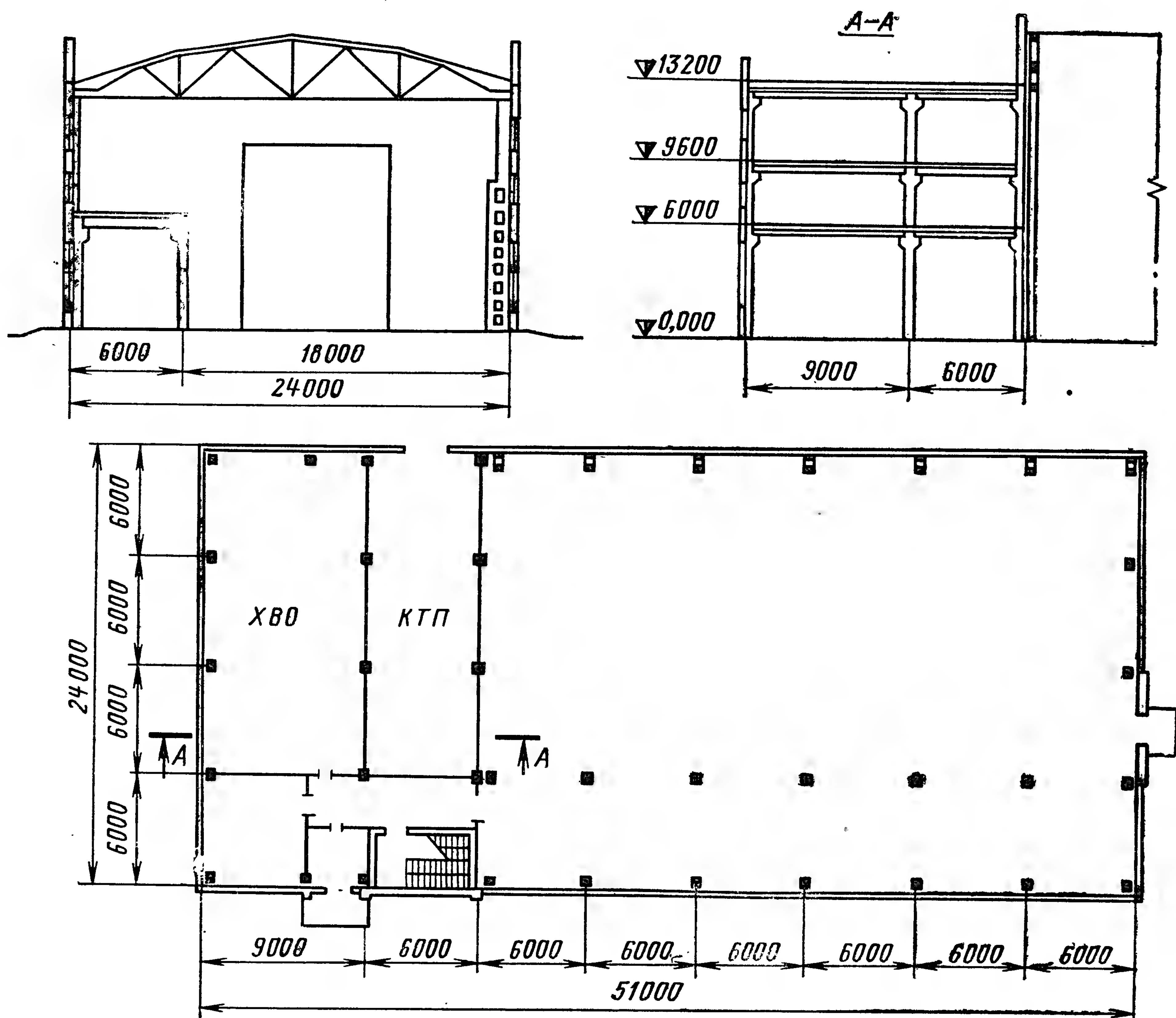


Рис. 10-2. Габариты и схема здания котельной на 105 МВт (90 Гкал/ч) со стальными водогрейными котлами для газа и мазута (проект Латгипропрома).

Еще проще здание котельной при сжигании газа и мазута, показанное на рис. 10-2, где в разрезе видна встроенная этажерка и размещенные с постоянного торца служебные и бытовые помещения.

Выбор размеров здания определяется заводскими габаритами оборудования, размерами проходов между ним и ограждающими конструкциями, которые регламентированы Правилами и строительными нормами.

Для обеспечения механизации монтажа и ремонта оборудования в помещении котельной должны быть предусмотрены балки и приспособления для закрепления грузоподъемных устройств, если масса снимаемых деталей больше 100 кг. К самым тяжелым деталям следует обеспечить возможность подъезда автокрана или других подобных механизмов.

10-3. КОМПОНОВКА ОБОРУДОВАНИЯ

Внутри здания оборудование котельной установки следует размещать по разработанной заводом — изготовителем котлоагрегатов компоновке или по типовому проекту. Выполнение других компоновок допускается лишь при реконструкции. Котлоагрегаты в помещении котельной располагаются в один ряд с фронтом обслуживания, обращенным к оконным проемам, а хвостовые поверхности — водяной экономайзер, воздухоподогреватель и вспомогательное оборудование — мельницы, дутьевые вентиляторы, устройства для очистки дымовых газов и дымососы целесообразно располагать для каждого отдельного котлоагрегата перед и за ним индивидуальными. Из этого правила исключением являются только чугунные котлы, которые блокируют по два агрегата, смыкая их боковые стены.

Общее для котельной оборудование, служащее для подготовки воды, а также теплообменники и насосы размещаются в котельной со стороны постоянного торца здания. Над оборудованием водоподготовки при закрытой компоновке устанавливается деаэратор так, чтобы расстояние от него до насосов, подающих воду в котельный агрегат, было небольшим. Помещение за водоподготовкой обычно отделяется стеной, и в нем размещаются комплектные трансформаторные подстанции, мастерские для ремонта оборудования котельной, контрольно-измерительных приборов и другие службы и бытовые помещения.

На рис. 10-3 показана закрытая компоновка котельной с четырьмя чугунными водогрейными котлами «Энергия-6», работающими на твердом топливе (АС, ПЖ и буром угле), суммарной теплопроизводительностью 2,3—3,5 МВт (2—3 Гкал/ч).

Котельная предназначена для теплоснабжения по закрытой системе и для горячего водоснабжения по циркуляционной схеме с баками-аккумуляторами.

Принята четырехтрубная система для районов с минимальной температурой наружного воздуха $t_{нар.взд}$ — 40°С. Склад топлива выбран закрытого типа и помещен с той стороны котельной, где предполагается ее расширение, в ячейке котельной с размерами 6×12 м; подача топлива со склада в котельную принята с помощью электротали и вагонетки; на склад — автотранспортом. Шлак и зола удаляются с помощью скрепера в бункер, находящийся в здании котельной. Из бункера шлак и зола вывозятся автотранспортом.

Из циклонов НИИОГАЗ дымососами газы по подземным боровам поступают в стальную дымовую трубу.

Водоподготовка принята по схеме одноступенчатого натрий-катионирования с мокрым хранением соли и с вакуумной деаэрацией; снабжение водой выполнено от водопровода; канализация производственная и бытовая выполнена раздельной.

Электроснабжение осуществлено от сетей напряжением 380 или 220 В на щит собственных нужд. Баки-аккумуляторы установлены за зданием котельной, которое выполнено с несущим железобетонным каркасом. Годовое число часов использования котельной принято равным 4300.

При компоновке дымососов и насосов не выдержан поагрегатный принцип.

Кроме отопления и горячего водоснабжения, потребителям часто необходим пар низкого давления. Для предприятий пищевой, легкой, местной промышленности, коммунально-бытовых потребителей и сельского хозяйства имеются проекты котельных с чугунными или стальными котлами водогрейными и паровыми.

Примеры подобных котельных приведены в [Л. 22].

Паровые котлоагрегаты небольшой производительности компонуются в зданиях павильонного типа с устройствами в помещении этажерок.

Пример компоновки отопительно-производственной котельной к закрытой системе теплоснабжения с котлоагрегатами ДКВР-10-13 для работы на газе и мазуте дан на рис. 10-4.

Пар направляется на производство с давлением 0,7 МПа (7 кгс/см²) после редуцирования; потери конденсата на производстве составляют 50%. Вода для нужд теплоснабжения нагревается паром 0,7 МПа (7 кгс/см²) в пароводяных теплообменниках почти без потерь конденсата. Вода обрабатывается в натрий-катионитовых фильтрах по двухступенчатой схеме, получает присадку нитрата натрия и деаэрируется

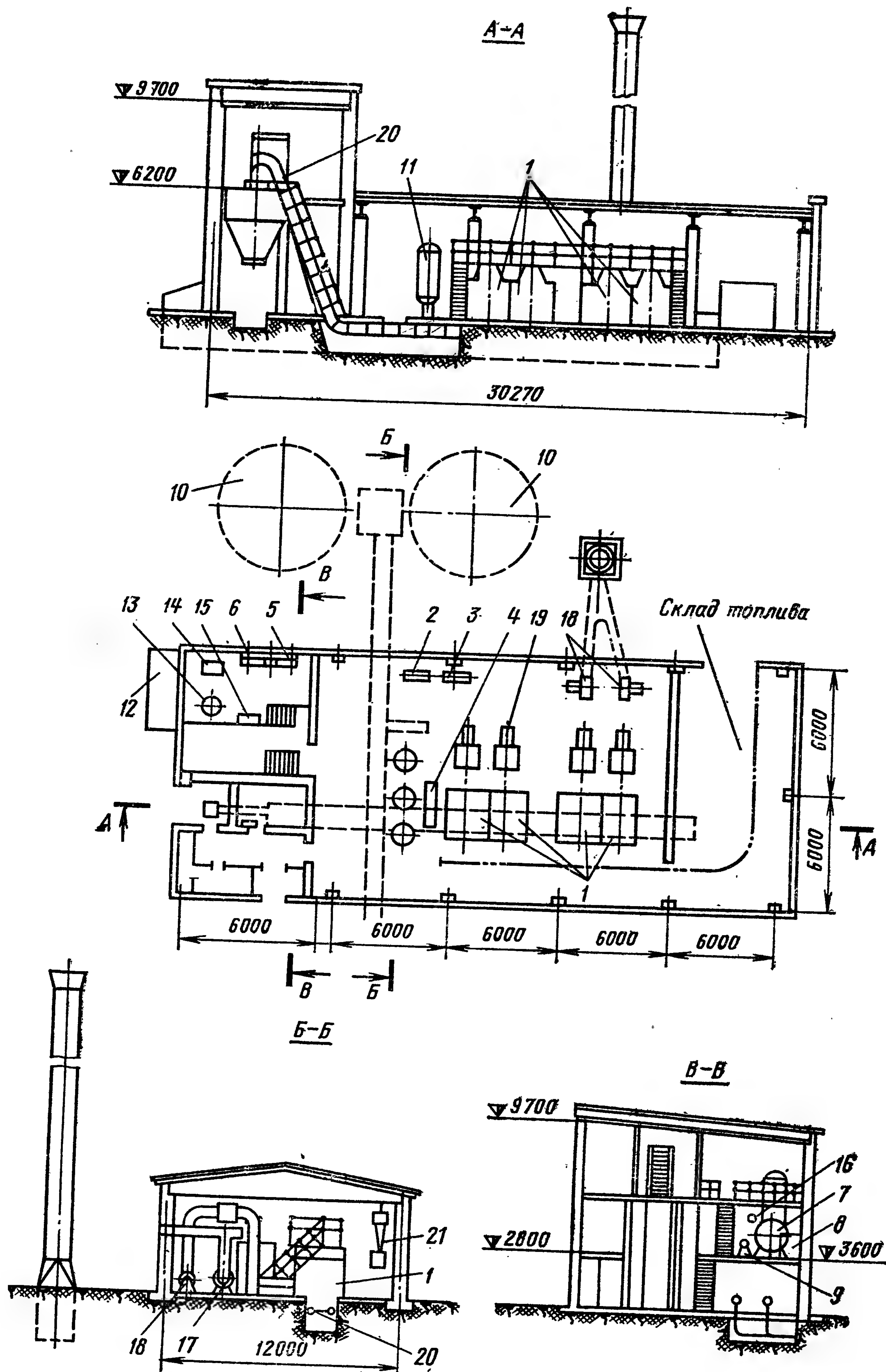


Рис. 10-3. Закрытая компоновка оборудования котельной с чугунными водогрейными котлами, разработанная Сантехпроектом.

1 — котлы типа «Энергия-6»; 2 — насосы сетевой воды (зимние и летние); 3 — насос сырой воды; 4 — подогреватель сырой воды; 5 — подогреватель химически очищенной воды; 6 — насос деаэрированной воды; 7 — деаэратор; 8 — промежуточный бак; 9 — насос для подачи воды к эжекторам отсоса из деаэратора; 10 — бак-аккумулятор; 11 — натрий-катионитовый фильтр; 12 — бак для хранения соли; 13 — мерник; 14 — бачок уровня воды; 15 — эжектор или насос подачи раствора соли; 16 — эжектор для подачи воды в промежуточный бак; 17 — вентилятор дутьевой; 18 — дымосос; 19 — золоуловитель; 20 — шлакозолоудаление; 21 — электроталь.

в термическом деаэраторе атмосферного типа, установленном вне здания котельной. Так же за пределами здания находятся емкости (бункер) и насос для мокрого хранения и перекачки раствора соли (*12* и *15*). Все трубы к оборудованию внутри здания котельной проложены в заглубленном и утепленном канале. К зданию котельной примыкает открытая трансформаторная подстанция, неподалеку от которой устроены колодцы для теплотрассы и воды от продувки.

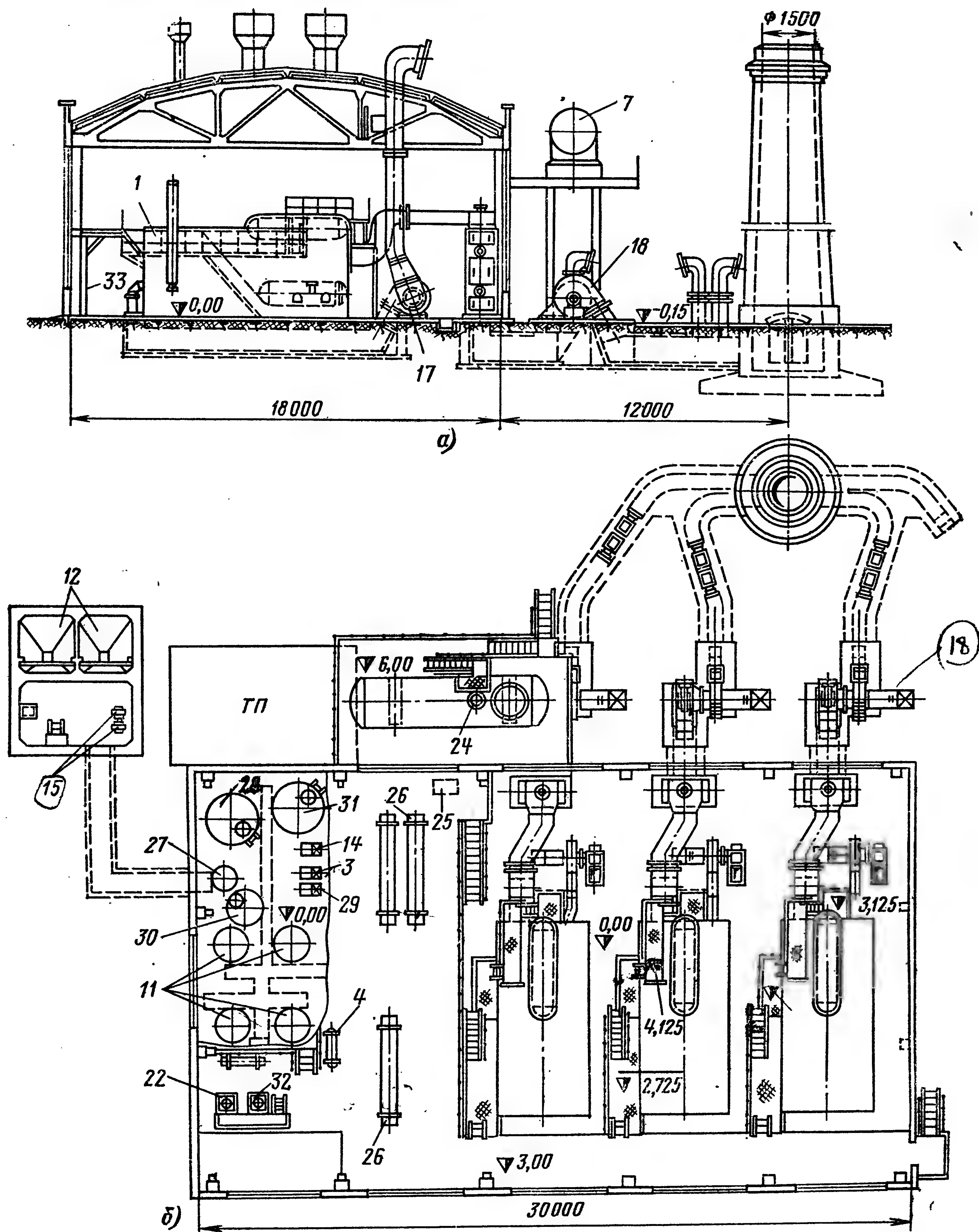


Рис. 10-4. Полуоткрытая компоновка котельной с паровыми котлами ДКВР-10-13, разработанная Сантехпроектом.

а — разрез; *б* — план. Обозначения см. рис. 10-3 и, кроме того, *22* — сепаратор непрерывной продувки; *23* — редукционно-охладительная установка (над химводоочисткой); *24* — охладитель выпара; *25* — питательный насос; *26* — подогреватели сетевой воды; *27* — фильтр раствора соли; *28* — бак для перегрузки катионитов; *29* — насос-дозатор; *30* — бак для крепкого раствора соли; *31* — бак промывочной воды; *32* — насос промывочной воды; *33* — щит контрольно-измерительных приборов и автоматики.

Здание котельной выполнено из сборного железобетона, стойки, ригели и оконные переплеты — стальные; двери деревянные, фундаменты под оборудование изготовлены из монолитного железобетона.

Предусмотрены телефонизация, радиофикация и часофикация.

Электроэнергия поступает из электросетей через распределительную подстанцию с напряжением 6 или 10 кВ.

Компоновка всего оборудования котельной выполнена поагрегатно. Паропровод выполнен однониточным, питательная линия двухниточная; предусмотрена установка питательных насосов с электрическим и паровым приводом. Дымовые газы после дымососов по подземным боровам направляются в кирпичную или бетонную дымовую трубу — одну на четыре котлоагрегата.

Вспомогательное оборудование для всей котельной расположено с постоянного торца: котельная ячейка имеет размеры 6×18 м.

Такие же типовые проекты компоновок котельных разработаны для случаев теплоснабжения одним теплоносителем — паром или горячей водой. Их недостатком является тесное размещение оборудования для подготовки воды и насосов, что усложняет ремонтные работы и применение открытой установки трансформаторов.

Для более крупных паровых котлоагрегатов также имеются разработанные Латгипропромом компоновки [Л. 22]. Разработаны компоновки с водогрейными котлами (стальными) на разных топливах — для котлов КВ-ГМ и КВ-ТС от 4,76 до 58 МВт (от 4 до 50 Гкал/ч). Пример компоновки котельной с крупными водогрейными котлами КВ-ГМ-50 приведен на рис. 10-5.

Котлы КВ-ГМ-50 и остальное оборудование размещены в здании павильонного типа. Принято, что тепловая нагрузка котельной состоит из расхода 80% теплоты на отопление и вентиляцию и 20% на горячее водоснабжение при работе закрытых тепловых сетей с температурой воды 150—70°С.

В этой компоновке котельной сетевые и рециркуляционные насосы установлены перед фронтом котлов, а щиты с контрольно-измерительными приборами — над ними на этажерке. Постоянный торец занят трансформаторной подстанцией, ремонтными мастерскими и бытовыми помещениями.

В первых ячейках котельной размещено оборудование для подготовки воды и в том числе деаэраторы. В строительной части сохранены положения, указанные ранее, а для уменьшения вибраций вентиляторы и дымососы установлены на монолитных фундаментах, не связанных с полом. Размещение остального оборудования видно из рис. 10-5.

Наибольшие габариты имеют котельные на твердом топливе при сжигании его в камерах. На рис. 10-6 показана закрытая компоновка стальных водогрейных котлов КВ-ТК-30 в котельной для закрытой системы теплоснабжения.

Эта же компоновка оборудования может быть сохранена и для установки золоуловителей и дымососов вне здания. Перед фронтом котлов располагаются бункерная галерея, над ней транспортеры топлива, под бункерами питатели сырого топлива и на нулевой отметке пылеприготовительное оборудование.

Размещение остального оборудования такое же, как в предыдущей компоновке, но перед дымососами установлены золоуловители мокрого типа. В котельной применено гидравлическое удаление шлака и золы, схема которого показана на рис. 7-32, что потребовало установки дополнительных насосов, баков и изменения системы канализации.

Строительная часть выполнена аналогично рассмотренным компоновкам.

Несколько отличны от рассмотренных компоновки для использования теплоты вторичных энергоресурсов, например котла-утилизатора, теплоты отходящих газов от мартеновских печей, одна из них показана при расположении котла-утилизатора в закрытом помещении на рис. 10-7.

Котлоагрегат *1* типа, изображенного на рис. 6-31, имеет многократную принудительную циркуляцию воды из барабана *2* через зме-

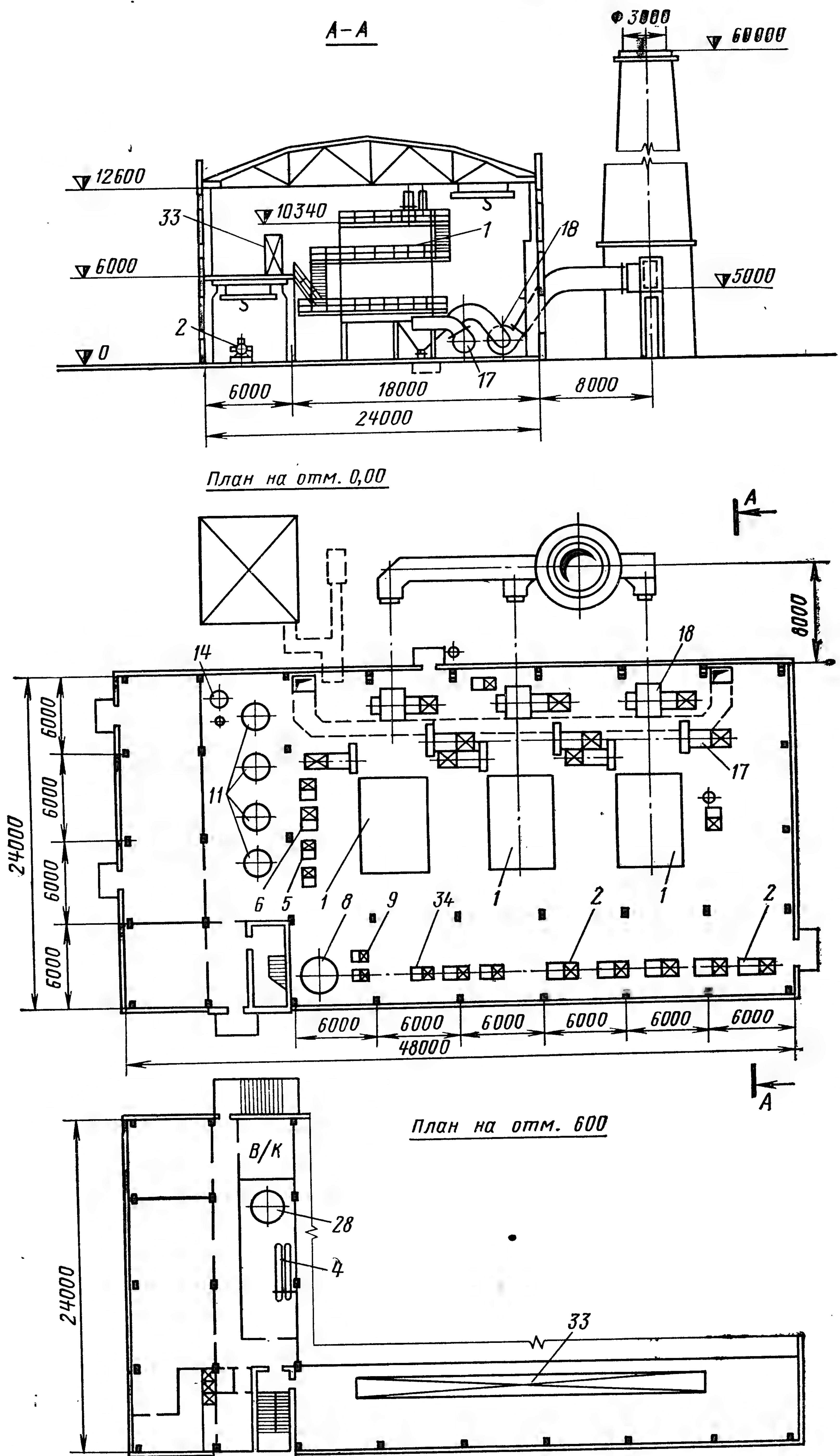
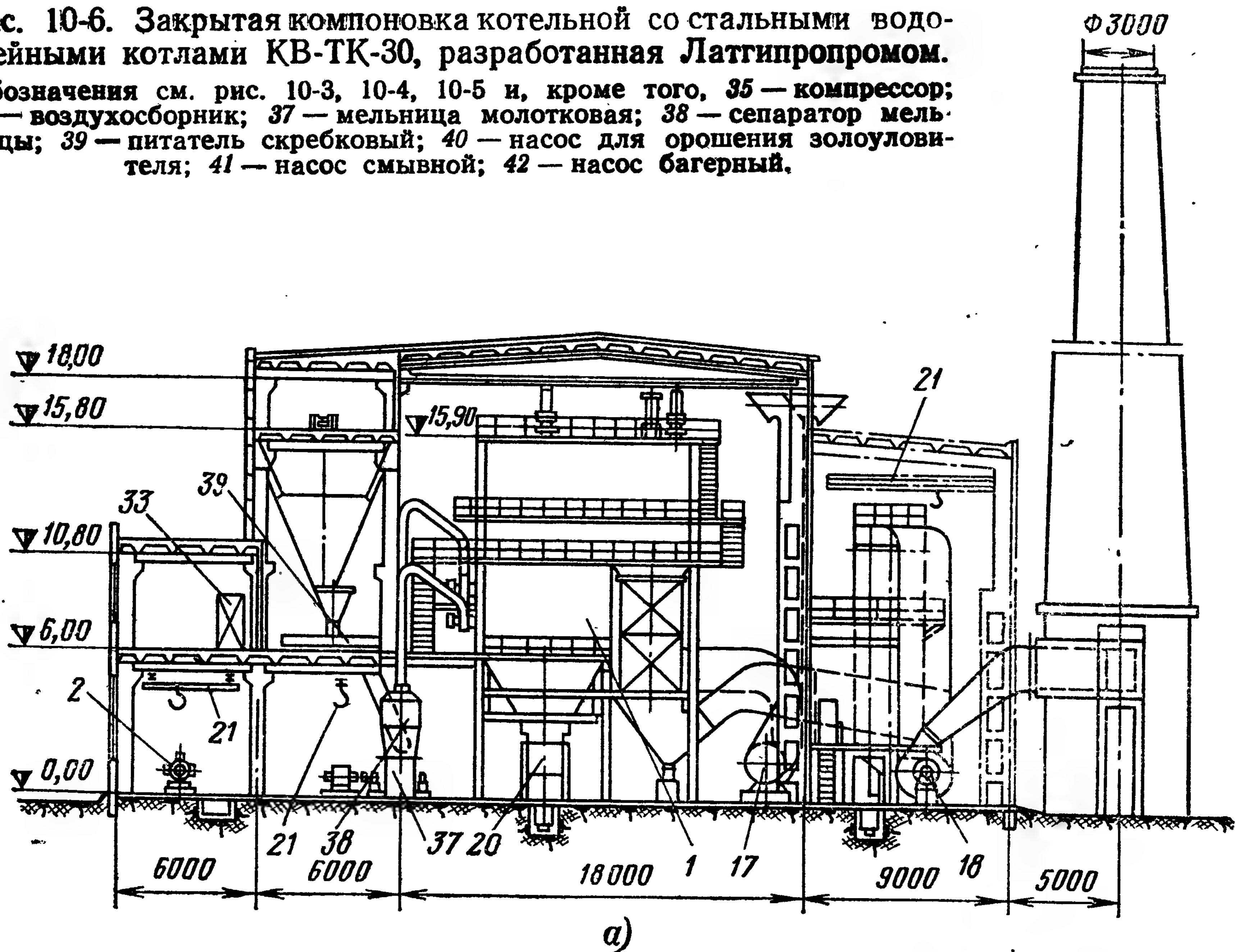


Рис. 10-5. Закрытая компоновка котельной со стальными водогрейными котлами КВ-ГМ-50, разработанная Латгипропромом.

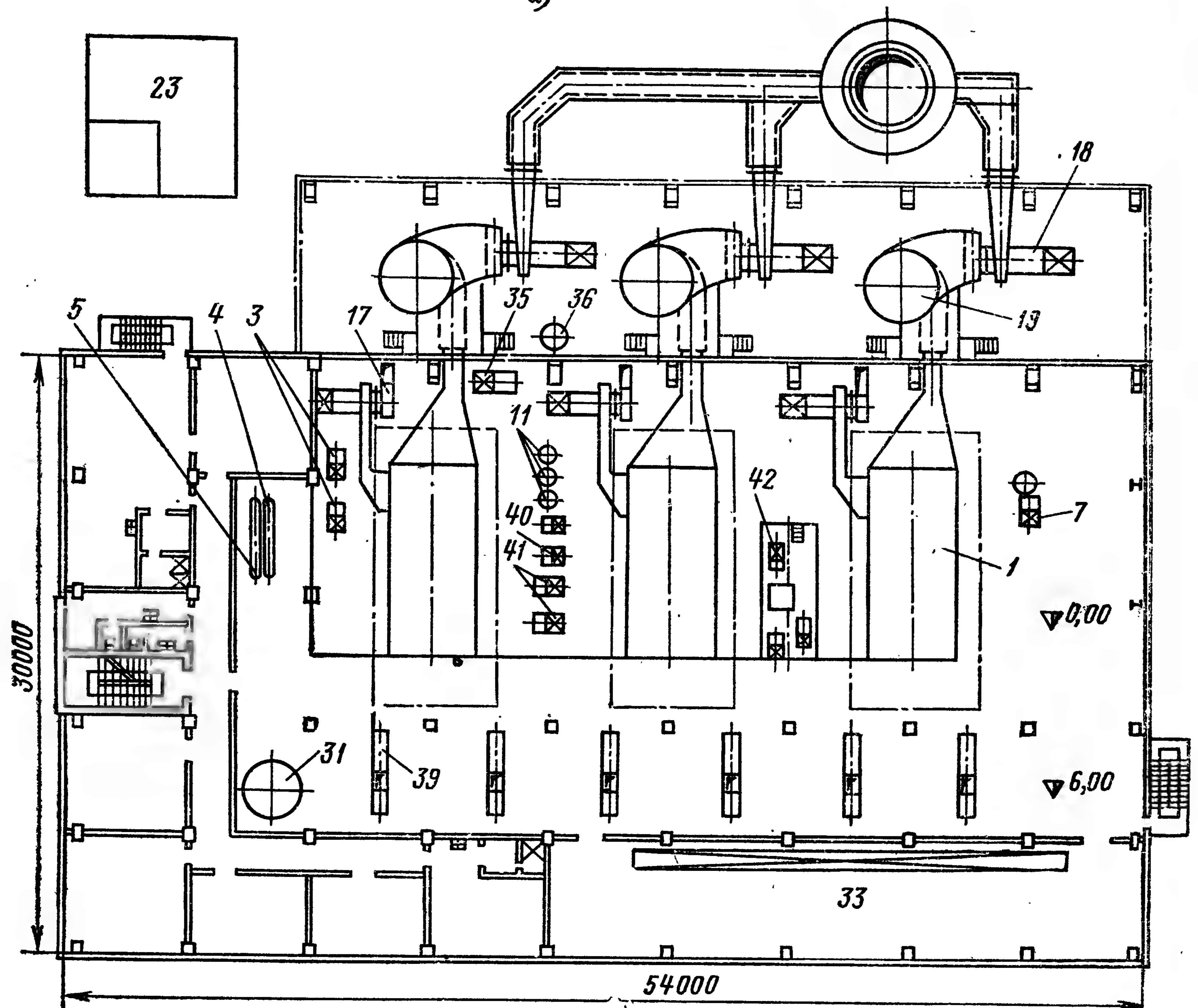
Обозначения см. рис. 10-3 и 10-4, кроме того, *34* — насос рециркуляции.

Рис. 10-6. Закрытая компоновка котельной со стальными водогрейными котлами КВ-ТК-30, разработанная Латгипропромом.

Обозначения см. рис. 10-3, 10-4, 10-5 и, кроме того, *35* — компрессор; *36* — воздухосборник; *37* — мельница молотковая; *38* — сепаратор мельницы; *39* — питатель скребковый; *40* — насос для орошения золоуловителя; *41* — насос смывной; *42* — насос багерный.



а)



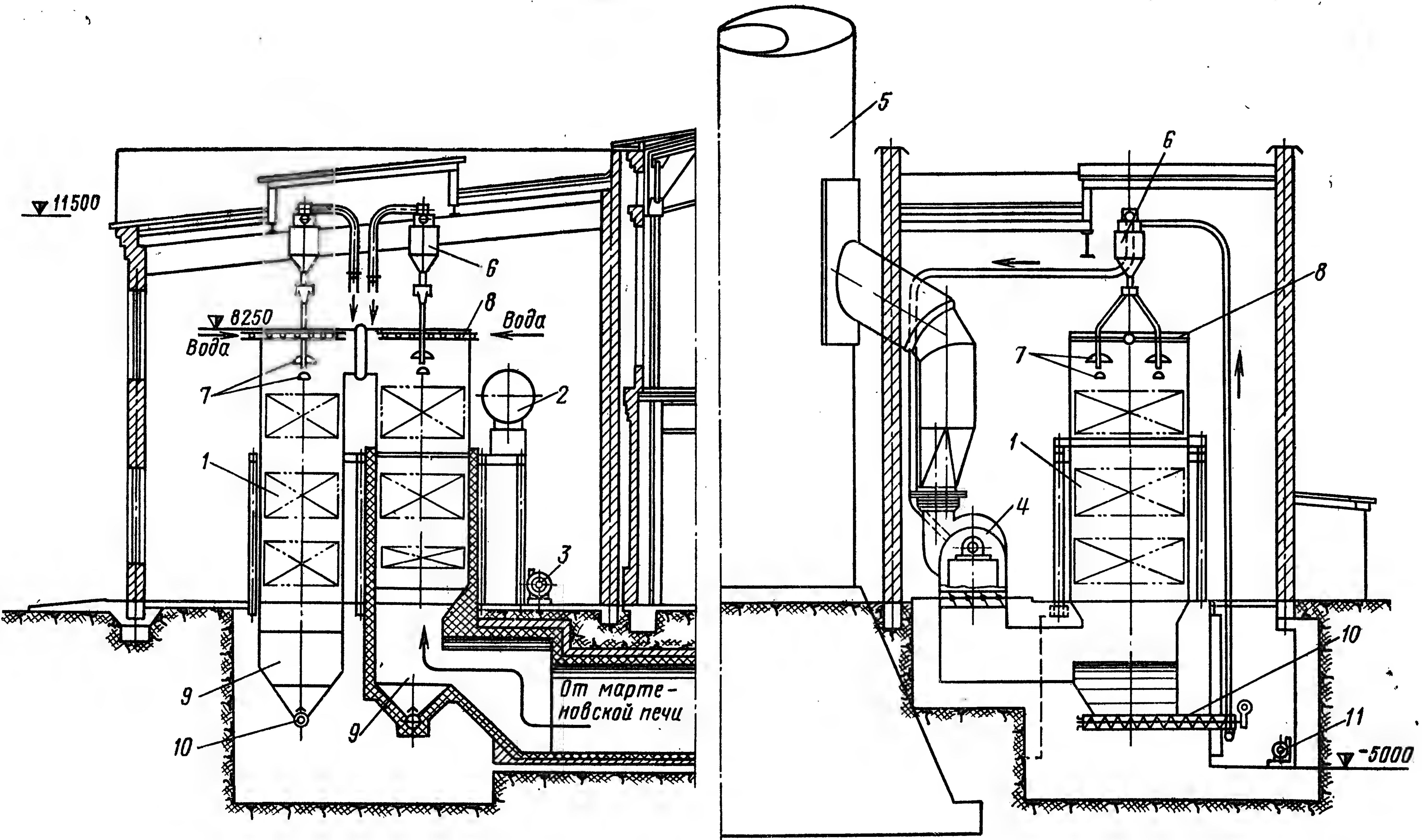


Рис. 10-7. Компоновка котла-утилизатора с мартеновской печью.

1 — поверхности нагрева котла; 2 — барабан; 3 — циркуляционный насос; 4 — дымосос; 5 — дымовая труба; 6 — бункер для дроби; 7 — распределитель дроби; 8 — трубы для обмывки поверхностей нагрева водой; 9 — нижние бункера; 10 — шнек; 11 — шламовый насос.

евики с помощью насоса *3*. Дымовые газы от мартеновской печи проходят через котел *1*, состоящий из конвективных поверхностей нагрева, и дымососом *4* удаляются в дымовую трубу *5*. Поскольку газы из мартеновских печей загрязнены уносом шихты с содержанием пыли до 10 г/м³, предусмотрены очистка поверхностей нагрева котла дробью (см. рис. 5-60 и 5-61), поступающей из бункера *6* и распределителя *7*, и обмывка водой, идущей из специальных труб *8*. Дробь или шлам при обмывке водой собираются в бункере *9*, а затем дробь шнеком *10* по трубопроводу возвращается в бункер *6*, а вода и шлам откачиваются насосом *11*. Компоновка котла-утилизатора для обслуживания устройств очистки выполнена со значительным заглублением бункеров *9*.

При отказе от заглубления и закрытой установке котла-утилизатора высота здания увеличится почти вдвое.

Котлы, служащие для нагрева или испарения высококипящих органических теплоносителей, размещаются возможно ближе к технологическим аппаратам, и их компоновка отличается от рассмотренных ранее компоновок котлов ДКВР главным образом отсутствием устройств для водоподготовки и деаэрации, а в некоторых случаях и воздухоподогревателя.

Рассмотренные примеры компоновок оборудования котельных не охватывают котлов с наддувом, разработка конструкций и компоновки которых еще не закончены. Предварительные данные Сантехпроекта по компоновкам котлоагрегатов 1,1—7 кг/с (4—25 т/ч) показали, что строительный объем зданий мало изменяется по сравнению с компоновкой, показанной на рис. 10-4.

Основными изменениями в компоновке оборудования являются перенос вентилятора на фронт котлоагрегата и отказ от установки дымососов. Предполагается, что стоимость оборудования котельных с агрегатами с наддувом и годовые эксплуатационные расходы существенно не изменятся.

10-4. КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АВТОМАТИКА

Общими задачами к о н т р о л я и у п р а в л е н и я работой любой энергетической установки и в том числе котельного агрегата является обеспечение:

выработки в каждый данный момент необходимого количества пара или горячей воды при определенных их параметрах — давлении и температуре;

экономичности сжигания топлива, рационального использования электроэнергии для собственных нужд установки и сведения потерь теплоты к минимуму;

надежности, т. е. установление и сохранение нормальных условий работы котельного агрегата, исключающих возможность неполадок и аварий как собственно агрегата, так и вспомогательного оборудования.

Персонал, обслуживающий данный агрегат, постоянно должен иметь ясное представление о режиме работы на основании показаний контрольно-измерительных приборов, которыми должен быть оснащен котельный агрегат. Эти приборы для измерения можно разделить на пять групп:

расхода пара, воды, топлива, иногда воздуха, дымовых газов;

давлений пара, воды, газа, мазута, воздуха и для измерений разрежения в элементах и газоходах котла и вспомогательного оборудования;

температур пара, воды, топлива, воздуха и дымовых газов;

уровня воды в барабане котла, его выносных циклонах, баках, деаэраторах, уровня топлива в бункерах и других емкостях;

качественного состава дымовых газов, пара и воды.

Почти все приборы состоят из воспринимающей части — датчика, передающей части и вторичного устройства, по которому отсчитывают измеряемую величину. Вторичные приборы могут быть указывающими, регистрирующими (самопишущими) и суммирующими (счетчиками).

Для уменьшения числа вторичных приборов на тепловом щите часть величин собирается на один прибор с помощью переключателей. Для ответственных величин на вторичном приборе отмечают красной чертой предельные допускаемые для данного агрегата значения (давление в барабане, уровень воды и т. д.), их измеряют непрерывно.

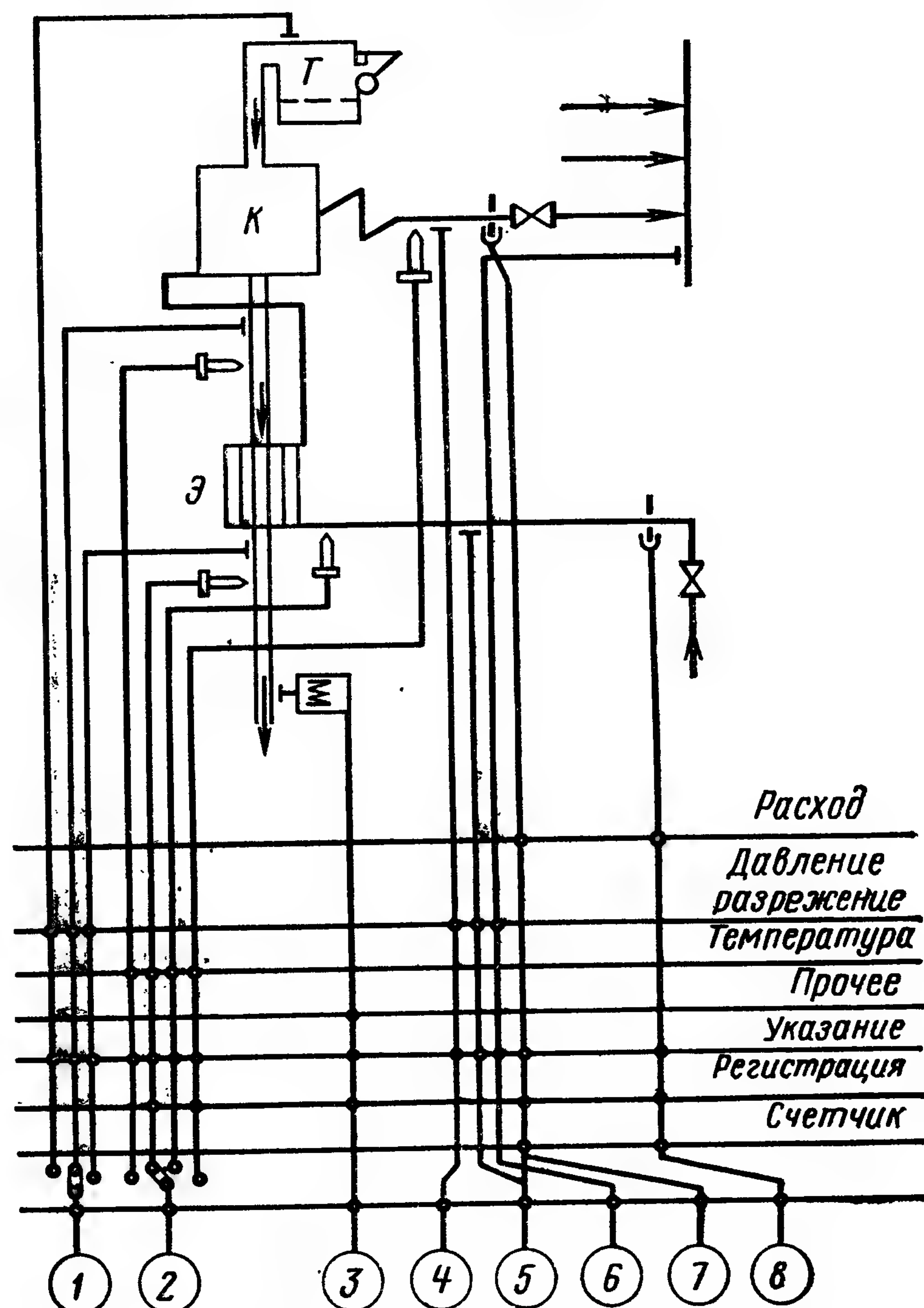


Рис. 10-8. Принципиальная схема теплового контроля работы котлоагрегата со слоевой топкой.

1 — контроль разрежения; 2 — контроль температуры; 3 — контроль состава продуктов сгорания; 4, 5, 6 — контроль давления; 7, 8 — контроль расхода.

Принципиальная схема теплового контроля за работой котельного агрегата малой мощности со слоевой топкой показана на рис. 10-8. Агрегат имеет:

три точки измерения давления рабочего тела — питательной воды, пара в котле и в общей магистрали;

две точки измерения расхода — питательной воды и пара;

одну точку для анализа состава дымовых газов за водяным экономайзером;

четыре точки измерения температур — газов за котлом и водяным экономайзером, питательной воды и перегретого пара.

три точки разрежений — в топке, за котлом и за водяным экономайзером.

Измерения температур и разрежений объединены каждое на один вторичный прибор с помощью переключателя. Регистрируются температуры уходящих газов, пара, состав дымовых газов, количество воды и пара; количества суммируются раздельно.

На щите установлены три манометра, два расходомера, газоанализатор, гальванометр и тягомер с переключателями; там же установлены электроизмерительные приборы для контроля за работой электродвигателей и ключи для управления последними.

Кроме приборов, на щите часто применяют местную установку контрольно-измерительных приборов: термометров для измерения температур воды, пара, мазута, манометров и вакуумметров для измерения давления и вакуума; тягометров типа Креля и U-образных для измерения разрежения, давления и газоанализаторов, необходимых не только

для эксплуатации, но и для периодических испытаний. При выборе количества приборов и их размещении руководствуются [Л. 1, 2, 34] и ведомственными указаниями, в которых регламентирован ряд измерений.

Общим же положением при выборе места установки приборов являются удобство обслуживания агрегата при минимальном числе обслуживающего персонала и небольшие капитальные и эксплуатационные затраты.

С помощью автоматизации решаются следующие основные задачи:

регулирование в определенных пределах заранее заданных значений величин, характеризующих процесс;

управление, т. е. осуществление обычно дистанционно периодических операций;

защита оборудования от повреждений из-за нарушений стабильности процессов;

блокировка, которая обеспечивает автоматическое включение и выключение оборудования, вспомогательных механизмов и органов управления с определенной последовательностью, обусловленной технологическим процессом.

Блокировка бывает запретительно-разрешающей, когда с ее помощью устраняются неправильные действия персонала при нормальном режиме эксплуатации. Аварийная блокировка вступает в действие при режимах, могущих привести к травмированию персонала и повреждениям оборудования.

Перечисленные задачи решаются одновременно и в объеме, зависящем от мощности и стоимости оборудования: чем крупней и дороже агрегат или установка, тем большее количество процессов автоматизируется.

При автоматизации регуляторы автоматов (измерительные блоки) получают импульсы от датчиков контрольно-измерительных приборов, или устанавливают специальные датчики. Регулятор при этом алгебраически суммирует импульсы, усиливает их и преобразует обычно в электрический сигнал и передает его в органы управления. Таким образом, автоматизация установки сочетается с контролем за ее работой.

Объект автоматизации с регулятором называют системой автоматического регулирования (САР). Принципиальная схема САР показана на рис. 10-9. Величина регулируемого параметра измеряется с помощью чувствительного элемента и сравнивается с заданным значением, идущим от задатчика в виде управляющего воздействия. При отклонении регулируемой величины от заданного значения появляется сигнал рассогласования. На выходе регулятора вырабатывается сигнал, определяющий воздействие на объект через регулирующий орган и направленный на уменьшение рассогласования. Регулятор будет воздействовать до тех пор, пока регулируемый параметр не сравняется с заданным значением — постоянным или зависящим от нагрузки. Отклонение регулируемой величины от заданной может быть вызвано управляющим воздействием или нарушениями режима работы объекта — возмущениями, источники которых могут быть внутренними и внешними. Регулятор непосредственного или прямого действия включает в себя чувствительный элемент, который развивает усилия, достаточные для воздействия на исполнительный механизм. Если же усилий чувствительного элемента для перемещения регулирующего органа недостаточно, то применяют регулятор косвенного действия с усилителем, получающим энергию извне от постороннего источника. Здесь чувстви-

тельный элемент является командным аппаратом. Усилитель вырабатывает сигнал, управляющий работой исполнительного механизма (сервомотора), воздействующего на регулирующий орган.

Системы автоматического регулирования решают несколько задач. Первая задача сводится к стабилизации, при которой управляющее воздействие остается неизменным при всех режимах работы объекта, т. е. поддерживаются постоянными давление, температура, уровень и некоторые другие параметры. Вторая задача решается путем слежения (следящие системы), когда регулируемая величина или параметр изменяется в зависимости от значения другой величины, например расход воздуха регулируется в зависимости от расхода топлива. Третьей задачей является осуществление программного регулирования, когда значение регулируемого параметра изменяется во времени по заранее заданной программе. Это осуществляется при циклических процессах, пусках, остановах.

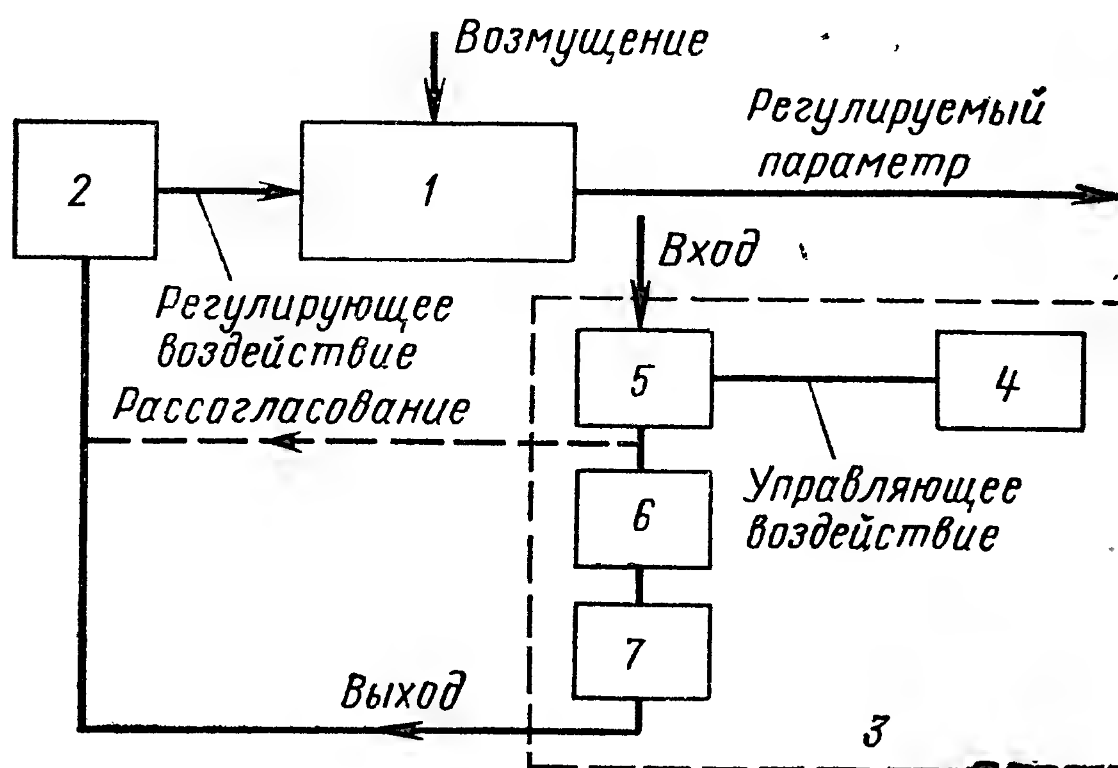
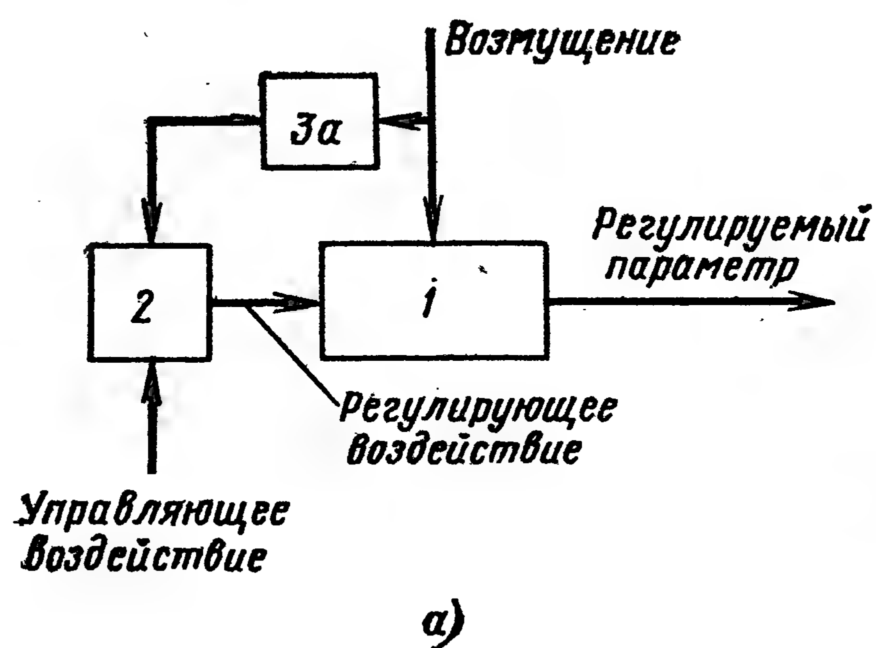


Рис. 10-9. Принципиальная схема системы автоматического регулирования.

1 — объект; 2 — регулирующий орган; 3 — регулятор; 4 — задатчик; 5 — чувствительный элемент; 6 — усилитель; 7 — исполнительный механизм.

Обычно системы автоматического регулирования используют комплекс нескольких принципов регулирования. К последним относится автоматическое регулирование по отклонению регулируемого параметра от заданного значения. Системы, построенные на указанном принципе, являются замкнутыми. Их достоинством является непрерывный контроль регулятора над регулируемым параметром, а недостаток проявляется в том, что регулятор вступает в действие лишь при большем, чем заданное, значении отклонений; другими словами, имеет место неполное устранение отклонений.

Система автоматического регулирования, основанная по принципу компенсаций возмущения, показана на рис. 10-10,*а*. В такой системе регулятор получает информацию о возмущениях, действующих на



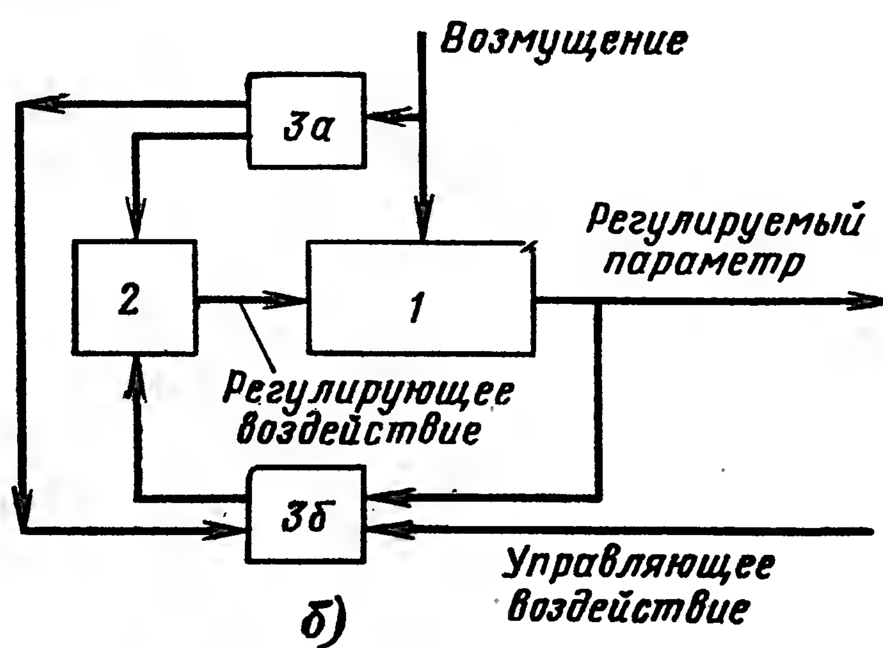


Рис. 10-10. Системы автоматического регулирования.

а — с помощью регулятора по возмущению *3а*; *б* — с помощью регуляторов по возмущению *3а* и регулятора по отклонению *3б*.

1 — главный регулятор; 2 — задатчик.

объект, и компенсирует их регулирующим воздействием. Регулятор может вступать в действие до отклонения регулируемого параметра; система не контролирует регулируемый параметр, т. е. разомкнута.

Чаще используется комбинированная система, показанная на рис. 10-10,*б*. Схема использует достоинства разобранных ранее систем: регулирует параметр по отклонению от заданного значения, т. е. контролирует этот параметр, и воздействует на регулирование по получении информации о возмущениях, действующих на объект.

Системы автоматического регулирования принято оценивать по их статическим и динамическим характеристикам, которые находятся различными путями, но которые являются основой для выбора и построения системы. Поведение всякой САР, ее элементов и звеньев характеризуется зависимостями между выходными и входными величинами в стационарном состоянии и при переходных режимах. Эти зависимости составляются на основе законов сохранения энергии и материи в виде дифференциальных уравнений. Из последних можно получить передаточные функции для исследования свойств системы, ее элементов и звеньев.

Другим способом является получение динамических характеристик, которые отражают поведение объекта или элемента при типовых воздействиях или возмущениях. К ним относятся кривые разгона и частотные характеристики. Первые показывают изменение во времени выходной величины элемента при скачкообразном изменении входного воздействия. Если кривые регулируемого параметра объекта после возмущения с течением времени становятся вновь постоянными (но с новым значением), то элементы называют *статическими*.

Если же выходная величина на кривой разгона приобретает постоянную скорость изменения, элемент называют *астатическим*.

Наконец, если скорость изменения выходной величины с течением времени неограниченно возрастает, то элемент называют *неустойчивым*.

Частотные характеристики определяют поведение элемента или системы при гармонических изменениях входного воздействия. Регуляторы, входящие в систему, могут быть без обратной связи, т. е. без отражения влияния характеристики регулирующего органа на регулируемую величину, с *жесткой обратной связью*, когда на работе регулирующего органа отражается состояние регулируемой величины, или с *упругой обратной связью* (изодромной), когда регулирующий орган изменяет свое положение лишь после того, как процесс самовыравнивания регулируемой величины практически закончился.

В качестве исполнительных механизмов применяются гидравлические поршневые сервомоторы, пневматические и электрические устройства. Исполнительные механизмы различаются по наличию и виду связи (жесткой или гибкой) и числу датчиков этой связи — от одного до двух. Электронные и другие регуляторы, в том числе типов АМК-Г, АМК-Ж, «Кристалл» и др., используются в производственных и производственно-отопительных котельных для регулирования процессов (горения, питания) или параметров температуры и других величин.

Задачами регулирования процесса горения являются:

во-первых, поддержание расхода топлива в соответствии с расходом пара или теплоты с данного или нескольких агрегатов;

во-вторых, обеспечение подачи воздуха в топочное устройство в соответствии с расходом топлива для осуществления экономичного сжигания последнего;

в третьих, регулирование удаления дымовых газов, полученных при сгорании топлива.

Для реализации первого положения принимают, что при установившемся режиме работы котельного агрегата расход топлива и использованная теплота пропорциональны расходу пара. Это видно из уравнения баланса теплоты:

$$BQ^{р}_{н}\eta^{бр}_{ка}=D\Delta i_{ка}.$$

Показателем равновесного состояния между поступлением топлива и расходом пара может быть давление пара в барабане или паропроводе, а изменение давления служит импульсом для регулятора. Для подачи воздуха и поддержания его избытка, обеспечивающего экономичное сжигание топлива, исходят из положений, что $\alpha=\frac{21}{21-O_2}$ или $\alpha=\frac{RO_2^{макс}}{RO_2}$.

Но так как сигналы от газоанализаторов обычно запаздывают, то условились считать, что для выделения единицы теплоты при сжигании любого сорта и состава топлива требуется одинаковое количество кислорода. Это вытекает из правила Вельтера — Бертье, по которому количество воздуха $V^0\approx 1,1\frac{Q^{р}_{н}}{1000}$, м³/кг. Тогда, считая теплоту по расходу пара или топлива, можно поддерживать расход воздуха пропорциональным расходу топлива, т. е. осуществлять схему «топливо — воздух».

Эта схема больше всего пригодна для природного газа и жидкого топлива с $Q^{р}_{н}$=const во времени (при возможности измерять их расход).

Третье положение — требуемое удаление дымовых газов контролируется обычно по разрежению в топочной камере. Сказанное справедливо при стационарном процессе; при переходных процессах может иметь место расхождение между количеством теплоты, выделенным сгоревшим топливом, и количеством теплоты, воспринятым в котлоагрегате. Эта разница пропорциональна скорости изменения давления полученного в агрегате пара во времени $a\frac{dP}{dt}$, где a — коэффициент, учитывающий степень изменения скорости и называемый условно «импульсом по теплоте».

При использовании импульса по расходу пара D выражение $a\frac{dP}{dt}$ используется как корректирующий импульс по теплоте. Тогда суммарный импульс имеет вид: $D+a\frac{dP}{dt}$. Однако при колебаниях величины $Q^{р}_{н}$ не будет сохраняться экономичность процесса, если не вводить корректировку.

Поэтому была предложена схема «пар — воздух», в которой подача топлива регулируется по импульсу от давления пара, а регулятор воздуха получает импульс в виде алгебраической суммы импульсов по расходу пара, топлива и воздуха.

Регулирование расхода удаляемых дымовых газов обычно ведется по разрежению в топочной камере. При нескольких котлоагрегатах устанавливается главный регулятор, который подает корректирующие

импульсы на регуляторы топлива или воздуха каждого из котлоагрегатов. Кроме процесса горения в котлоагрегатах, дающих пар, обязательно регулируется автоматически подача воды в барабан; ее осуществляют по импульсам от уровня воды, расхода пара и часто по расходу питательной воды.

Стальные водогрейные котлы также имеют автоматическое регулирование процесса горения и температуры воды за котлом, здесь одним из импульсов является температура наружного воздуха.

С помощью выпускаемых регуляторов или из отдельных его элементов можно собрать также регуляторы нагрузки водогрейных котлов разного типа, регуляторы деаэраторов, теплообменных, редукционно-охладительных и других установок котельных.

Устройства автоматической защиты подразделяются на отключающие и локализующие: первые переводят агрегат в неработающее состояние, вторые проводят действия, препятствующие выходу за допустимые параметры.

Для выполнения различных операций большинство защит использует электроэнергию, обеспечивающую быстроту переключений. Часто отключающие защиты имеют две ступени действия: первую восстанавливающую и вторую отключающую. Последняя ступень действия срабатывает только при невозможности восстановления процесса.

С действием защит от частичного нарушения процессов в котельных агрегатах связано и применение блокировок, которые всегда работают автоматически. Этот вид автоматизации осуществляет определенную внешнюю связь между элементами установки или агрегата, приводящую к изменению состояния всех связанных между собой элементов при изменении состояния одного из них. Существуют также автоматические блокировки замещения, кроме запретно-разрешающих и аварийных блокировок, которые включают резервное оборудование установки (вместо действовавшего) через автоматы включения резерва и повторного включения.

При наличии глубоко автоматизированных установок с защитами и блокировками иногда применяют телемеханизацию — процесс автоматического пуска, регулирования и остановки объекта, осуществляемый дистанционно с помощью приборов, аппаратов или других устройств без участия человека. При телемеханизации на центральный пульт управления выносят показания главных приборов, контролирующих работу основного оборудования теплоснабжающих установок, расположенных на расстоянии в несколько километров от пульта управления, и часть ключей для пуска и остановки этого оборудования. Автоматизация работы котельных агрегатов позволяет получить, кроме повышения надежности и облегчения труда, как показал опыт, определенную экономию топлива: при автоматизации регулирования процесса горения топлива и питания агрегата на 1—2%; при регулировании работы вспомогательного котельного оборудования — еще на 0,2—0,3% и при регулировании температуры перегрева пара на 0,4—0,6%.

Однако общие затраты на автоматизацию не должны превышать нескольких процентов от стоимости установки.

10-5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ КОТЕЛЬНЫХ

Результаты проектирования, сооружения и эксплуатации данной котельной следует сопоставлять с другими вариантами или условиями путем технико-экономических расчетов. Детальное изложе-

ние материалов по экономике энергетики дается в специальном курсе [Л. 35]; к основным показателям относятся:

а) стоимость источника теплоснабжения, зависящая от ее технического оснащения, мощности и других величин;

б) эксплуатационные расходы.

Капитальные затраты. Стоимость сооружения зависит от затрат на основное и вспомогательное оборудование, на основное здание и вспомогательные сооружения, на проектирование, строительство зданий и монтаж оборудования. Иначе говоря, стоимость сооружения источника теплоснабжения связана с принятыми основными техническими решениями.

Существует несколько способов определения стоимости оборудования источника теплоснабжения: по сметам, по укрупненным показателям и по приближенным данным. Наиболее точным способом определения капитальных затрат является составление смет, однако трудоемкость такого способа значительна даже при его упрощениях. Для выбора варианта в учебных целях допустимо использование укрупненных и приближенных данных по удельным затратам.

Если обозначить через ΣK общие капиталовложения в источник теплоснабжения, а через $\Sigma Q_{уст}$ его установленную тепловую производительность, то удельные капиталовложения, тыс. руб/МВт (тыс. руб/Гкал/ч), будут:

$$k = \frac{\Sigma K}{\Sigma Q_{уст}}. \qquad (10\text{-}1)$$

Иногда общие капиталовложения относят не к суммарной теплопроизводительности, а к суммарной установленной паропроизводительности агрегатов, что менее рационально при установке разного типа котлоагрегатов — паровых и водогрейных. В этом случае все виды теплоносителей переводят в пар с «нормальной» энтальпией $i=2680$ кДж/кг ($i=640$ ккал/кг), а затем определяют для него производительность котельной и находят удельные капиталовложения, тыс. руб/кг/с (тыс. руб/т/ч):

$$k = \frac{\Sigma K}{\Sigma D_{уст}}. \qquad (10\text{-}2)$$

В табл. 10-1 сообщаются ориентировочные данные об удельных капитальных затратах на установленный 1 МВт (Гкал) теплоты в производственных, отопительно-производственных и отопительных котельных с соотношением расходов теплоты в них на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения к расходу теплоты технологическими потребителями от 1,5 до 4,0 и при закрытой системе теплоснабжения.

При использовании данных табл. 10-1 для котельных, подающих воду в открытую систему теплоснабжения и работающих на газообразном или жидком топливе, к величине удельных капитальных затрат вводится коэффициент $k_0=1{,}35$ и работающих на твердом топливе — $k_0=1{,}0$.

При соотношении отопительной и технологической нагрузок от 1,5 до 1,0 величина $k_0=1$. Капитальные затраты на источник теплоснабжения с теплопроизводительностью $\Sigma Q_{уст}$ или $\Sigma D_{уст}$, тыс. руб., составят:

$$\Sigma K = k \Sigma Q_{уст} k_0. \qquad (10\text{-}3)$$

Ориентировочные данные об удельных капитальных затратах $к$, тыс. руб., на разных топливах при

Топливо	Теплопроизводительность ко				
	2,3/2	4,6/4	7/6	9,2/8	11,6/10
					I. Отопительные котельные с
Газ и мазут	—	21,5/25	19,8/23	18/21	17,2/20
Твердое:					
сжигание в слое	22,4/26	21,5/25	19,8/23	18,9/22	18/21
камерное сжигание	—	—	—	—	—
					II. Отопительно-произ
Газ и мазут	27,5/32	21,5/25	17,2/20	14,6/17	15,5/16
Твердое:					
сжигание в слое	31/36	25,8/30	23,2/27	20,6/24	18,9/22
камерное сжигание	—	—	—	—	—
					III. Производствен
Газ и мазут	27,5/32	21,5/25	17,2/20	14,6/17	15,5/16
Твердое:					
сжигание в слое	31/36	25,8/30	23,2/27	20,6/24	18,9/22
камерное сжигание	—	—	—	—	—

В выражении:

k взято для данного варианта из табл. 10-1;

$\Sigma Q_{уст}$ определена по формулам (7-50) или (7-18);

k_0 — коэффициент, зависящий от вида топлива и вводимый лишь для открытой системы.

Для сопоставления вариантов источников теплоснабжения принято учитывать не только капитальные, но и эксплуатационные затраты C для выявления срока окупаемости Z и минимума приведенных затрат $П$.

Эксплуатационные затраты на производство тепловой энергии в виде горячей воды или пара состоят из нескольких частей. Первая часть зависит от капитальных затрат, вторая отражает затраты на заработную плату и третья связана с выработкой энергии.

Первые две части затрат для данной установки постоянны, а третья — переменна.

Эксплуатационные затраты определяются за год работы установки, поскольку условия работы меняются в зависимости от сезона и включают:

$C_{амор}$ — затраты на амортизацию оборудования и строений, включающую расходы на реновацию и капитальный ремонт;

$C_{тек.р}$ — затраты на текущий ремонт оборудования;

$C_{з.п}$ — затраты на заработную плату персонала;

$C_{топ}$ — затрат на топливо, доставляемое в котельную установку;

$C_{эл.эн}$ — затраты на электроэнергию, получаемую из электросетей;

$C_{в}$ — затраты на воду, израсходованную в установке;

$C_{проч}$ — прочие расходы, т. е.

$$C_{год} = C_{амор} + C_{тек.р} + C_{з.п} + \Sigma C_{топ} + C_{эл.эн} + C_{в} + C_{пр}. \qquad (10\text{-}4)$$

Таблица 1

на установленный 1 МВт (Гкал/ч) теплоты в котельных различного типа закрытой системе теплоснабжения

тельной, МВт (Гкал/ч)							
14/12	23,2/20	35/30	58/50	70/60	105/90	175/150	233/200
водогрейными котлами							
15,5/16 16,8/19,5 —	12,5/14,5 14,6/17,0 —	10,7/12,5 12,8/15 —	9,4/11 11,2/13 —	8,6/10 10,3/12 17,2/20	6,0/8 8,6/10 14,6/17	5,1/6 — 10,3/12	4,3/5 — 9,4/11
водственные котельные							
12,9/15 18/21 —	9,4/11 15,5/16 —	7,7/9 10,3/12 —	6,9/8 8,6/10 —	6,0/7 7,7/9 14,6/17	5,1/6 6,9/8 12,9/15	4,7/5,5 — 11,2/13	4,3/5,0 — 10,3/12
ные котельные							
12,9/15 18/21 —	9,9/11 15,5/16 —	7,7/9 10,3/12 —	6,9/8 8,6/10 —	6,0/7 7,7/9 14,6/17	5,1/6 6,9/8 15,5/16	4,7/5,5 — 11,2/13	4,3/5,0 — 10,3/12

Для определения величины каждого слагаемого необходимо знать затраты на амортизацию оборудования и строений, которые различны, потому что срок службы оборудования с учетом его морального износа принят в СССР в 30 лет, а срок службы производственных зданий — в 65 лет в связи с возможностью их повторного использования.

Затраты на амортизацию исчисляются определенным процентом от стоимости; для этого необходимо распределить капитальные затраты по их основным направлениям (табл. 10-2).

Таблица 10

Распределение удельных капиталовложений в котельные по направлениям расхода

Вид котельной и тип котлоагрегатов	Топливо	Стоимость, %		
		Строительные работы и здания $n_{зд}$	Оборудование $n_{об}$	Монтажные работы $n_{мон}$
I. Отопительные котельные				
Чугунные котлы	Газ и мазут	60	20	20
	Твердое	60	25	15
Стальные водогрейные агрегаты	Газ и мазут	35	45	20
	Твердое	35	48	17
II. Отопительно-производственные котельные				
Паровые котлоагрегаты низкого давления	Газ и мазут	30	52	18
	Твердое	42	42	16
III. Производственные котельные				
Паровые котлоагрегаты низкого и среднего давления	Газ и мазут	28	52	20
	Твердое	40	45	15

Для зданий котельных принята норма амортизации в 3,1—3,5% от затрат на их строительство и складывается из отчислений на реновацию в 1,5—1,8% и отчислений на капитальный ремонт в 1,6—1,7%.

Для зданий и сооружений источников теплоснабжения норму амортизации можно принять $M_{\text{амор}}^{\text{зд}}=3{,}5\%$ их стоимости, тыс. руб/год, т. е.

$$C_{\text{амор}}^{\text{зд}}=kn_{\text{зд}}\cdot 0{,}035. \qquad (10\text{-}5)$$

В формуле:

$к$ — удельные капитальные затраты, тыс. руб/МВт (тыс.руб/Гкал/ч);

$n_{\text{зд}}$ — доля капитальных затрат на строительные работы и здание (из табл. 10-2).

Затраты на амортизацию оборудования зависят от состава (объема) оборудования, совершенства его эксплуатации, длительности работы оборудования в течение календарного года, общего срока эксплуатации и качества топлива.

В целях упрощения расчетов затраты на амортизацию основного и вспомогательного оборудования котельных даны совместно (табл. 10-3).

Таблица 10-3

Норма отчисления на амортизацию котельных установок в процентах $M_{\text{амор}}^{\text{об}}$

Число часов работы установок в течение календарного года, ч	Отчисления[1], %, для котельных установок, работающих на: природном газе и мазуте — малосернистом мазуте $S_{\text{пр}}\leqslant 0{,}2$	природном газе и мазуте — высокосернистом мазуте $S_{\text{пр}}\geqslant 0{,}2$[2]	твердом топливе с характеристиками: зольностью $A_{\text{пр}}>4\%$ и сернистостью $S_{\text{пр}}<0{,}2$	твердом топливе с характеристиками: зольностью $A_{\text{пр}}>4\%$ и сернистостью $S_{\text{пр}}>0{,}2\%$
Меньше 4000	5,68	6,0	5,95	6,73
4000—5000	6,40	6,8	6,76	7,70
5000—6000	6,33	7,7	7,67	8,99
Больше 6000	7,67	8,7	8,70	12,43

[1] В общий процент отчислений на амортизацию входят отчисления на реновацию 3,3% и из оставшейся суммы на модернизацию—10% и капитальный ремонт—90%.

[2] Величина взята приближенно.

В связи с тем, что отопительные котельные установки в большинстве районов страны работают 4000 ч в году и менее, для них в первом приближении затраты на амортизацию составят на газе и мазуте $M_{\text{амор}}=6{,}0\%$ и на твердом топливе — 6,5%; для производственных котельных соответственно 7,7 и 10,6%. В производственно-отопительных котельных величину затрат следует найти, исходя из соотношения, вида и длительности технологических и отопительных нагрузок, тыс. руб/год:

$$C_{\text{амор}}^{\text{об}}=к\,(n_{\text{обор}}+n_{\text{монт}})\,M_{\text{амор}}^{\text{об}}. \qquad (10\text{-}6)$$

Общие затраты на амортизацию источника теплоснабжения, тыс. руб/год, будут:

$$C_{\text{амор}}=C_{\text{амор}}^{\text{зд}}+C_{\text{амор}}^{\text{об}}. \qquad (10\text{-}7)$$

Затраты на текущий ремонт оборудования и зданий можно для сравнительных расчетов принять равными 20% затрат на амортизацию, вычисленных по формуле (10-7), тыс. руб/год, т. е.

$$C_{\text{тек.р}}=0{,}20C_{\text{амор}}. \qquad (10\text{-}8)$$

Для определения затрат на заработную плату находят коэффициент штатного персонала $m_{\text{шт}}$, который может быть определен с помощью табл. 10-4.

Общее количество персонала составит $m_{\text{шт}}\Sigma Q$, чел.

Следует учитывать, что в затраты на заработную плату входят оплата отпусков, дополнительная заработная плата — премии и пр., а также отчисления в фонд социального страхования. При совмещении должностей и учете инженерно-технического персонала среднюю годовую плату для работающих в данной котельной можно принять равной 1400 руб/год.

Затраты на заработную плату с начислениями, тыс. руб/год, составят:

$$C_{\text{з.п}}=m_{\text{штат}}\Sigma Q_{\text{уст}}\cdot 1{,}4. \qquad (10\text{-}9)$$

Затраты на топливо, подаваемое в котельную, $\Sigma C_{\text{топ}}$, связаны с его количеством $B_{\text{год}}$, стоимостью топлива, способом транспорта от места добычи и числом часов использования установленных котельных агрегатов.

Годовой расход условного топлива для котельных, т/год, можно найти из выражения

$$B_{\text{год}}=\frac{k_{\text{п.т}}\Sigma Q_{\text{выр}}}{\eta_{\text{ку}}^{\text{бр}}\cdot 29\,330}=\frac{k_{\text{п.т}}\Sigma Q_{\text{выр}}}{\eta_{\text{ку}}^{\text{бр}}\cdot 7000}. \qquad (10\text{-}10)$$

В формуле:

$k_{\text{п.т}}$ — коэффициент, учитывающий потери топлива при разгрузке, хранении, внутреннем перемещении, обработке и другие потери, а также расход топлива на растопки и другие нужды, равный 1,05 для газа и мазута и 1,07 для твердого топлива;

$\Sigma Q_{\text{выр}}$ — количество теплоты, выработанное котельной, МВт (Гкал/год). Если известна среднечасовая нагрузка котельной $Q_{\text{ср}}$, МВт (Гкал/ч), то количество выработанной теплоты, МВт/год (Гкал/год), будет:

$$\Sigma Q_{\text{выр}}=Q_{\text{ср}}\tau.$$

В формуле:

τ — число часов работы установки со средней нагрузкой в течение календарного года;

$\eta_{\text{ку}}^{\text{бр}}$ — к. п. д. брутто котельной установки в долях (см. § 2-4) или по данным завода-изготовителя.

Стоимость топлива $C_{\text{т}}$ определяется по ценникам на топливо $C_{\text{опт}}$ франко-место добычи[1], к этой величине добавляются расходы на его транспорт до места разгрузки $C_{\text{тр}}$, внутригородской транспорт до котельной $C_{\text{гор.тр}}$ и для твердого топлива расходы на перемещение топлива по складу $C_{\text{скл}}$, руб/т:

$$C_{\text{т}}=C_{\text{опт}}+C_{\text{тр}}+C_{\text{гор.тр}}+C_{\text{скл}}. \qquad (10\text{-}11)$$

[1] При определении стоимости материала (топлива) пользуются понятием франко, обозначающим, что в стоимость данного материала (топлива) включаются все расходы, связанные с получением, обработкой и перемещением материала (топлива) до данного места использования.

Коэффициент штатного персонала $m_{штат}$, чел/МВт (чел/Гкал/ч), в ко

Топливо	Теплопроизводительность ко						
	<2,3/2	2,3/2	4,6/4	7/6	8,3/8	11,6/10	14/12
					Отопительные, отопительно-		
Газ и мазут	2,6—3,5/3—4	2,4/2,8	1,9/2,2	1,5/1,80	1,4/1,60	1,3/1,50	1,2/1,40
							Отопи
Твердое	3,5—5,2/4—6	3,5/4,1	3,3/3,8	2,7/3,1	2,4/2,8	2,2/2,6	1,8/2,1
						Отопительно-производ	
	3—4,7/3,5—5,5	3,5/4,0	2,8/3,2	2,5/2,9	2,2/2,6	2,1/2,5	2,0/2,3

Оптовые цены на твердое топливо в местах его добычи с учетом стоимости погрузки, т. е. величина $C_{опт}$ для 1 т натурального твердого топлива, приведены в последнем столбце табл. 1-3. Оптовые цены на газообразное топливо зависят от района, в котором расположен источник теплоснабжения, и группы потребителей.

При сопоставительных расчетах можно принять стоимость 1000 м³ газа для источников теплоснабжения жилья, коммунально-бытовых предприятий и заведений общественного питания в 12 руб. и для всех остальных — 19 руб.+2 руб. за транспорт по городским сетям.

Некоторые сведения о стоимости мазута и других топлив $C_{опт}$, руб.-коп., приведены в табл. 10-5, где в стоимость жидкого топлива включены расходы на внутригородские перевозки и складские работы.

Величина $C_{тр}$ зависит от способа перевозки: по железной дороге, речным или морским путем. Поскольку основная масса топлива перевозится по железным дорогам, ее величину можно подсчитать по выражению

$$C_{тр}=a+вL,$$

где L — расстояние перевозки топлива, км, а коэффициенты a и $в$ по данным [Л. 36] составляют:

	каменный уголь	бурый уголь	торф	сланец	мазут
a	0,42—0,44	0,20	0,86	0,20	0,94
$в$	0,0023—0,00242	0,00148	0,00294	0,00260	0,00337

При транспорте жидкого топлива по трубопроводам $C_{тр}=0{,}0016L$, руб/т.

Стоимость транспорта топлива внутри города или поселка с помощью автомашин (самосвалов или грузовиков) составляет для твердого топлива $C_{гор.тр}=0{,}22+0{,}054L$, руб/т, и для жидкого топлива автоцистернами $C_{гор.тр}=0{,}37+0{,}090L$, руб/т.

Для районов Западной и Восточной Сибири, Дальнего Востока и Крайнего Севера, Заполярья вводятся коэффициенты, увеличивающие стоимость перевозки в 1,15; 1,25; 1,35 и т. д., а для районов за полярным кругом в 2 и 3 раза.

При транспорте газа по внутригородским сетям его стоимость также увеличивается на 1,5—3,5 руб. за 1000 м³ в зависимости от районов расположения источника теплоснабжения.

Затраты на перемещение топлива на складе $C_{скл}$ невелики и составляют 2—3% стоимости топлива франко-склад котельной.

Таблица 10-4

тельных разного назначения и при сжигании разных видов топлива

тельной, МВт (Гкал/ч)							
23,2/20	35/30	58/50	70/60	105/90	175/150	233/200	350/300
производственные и производственные							
0,86/1,0	0,56/0,65	0,47/0,50	0,39/0,45	0,39/0,45	0,3/0,35	0,26/0,30	0,17/0,2
тельные							
1,6/1,9	1,2/1,4	0,7/0,8	0,6/0,7	0,47/0,55	0,43/0,5	0,35/,04	0,26/0,3
ственные и производственные							
1,5/1,7	1,1/1,3	0,7/0,8	0,7/0,8	0,7/0,8	0,65/0,75	0,6/0,7	0,6/0,7

При реальном проектировании и необходимости получения более точных данных следует использовать ценники на топливо и указания по его удорожанию для ряда районов.

Годовые затраты на топливо, являющиеся основными в переменной части эксплуатационных затрат, тыс. руб/год, составят:

$$\Sigma C_{\text{топ}} = B_{\text{год}} C_{\text{т}}. \quad (10\text{-}12)$$

З а т р а т ы н а э л е к т р о э н е р г и ю $C_{\text{эл.эн}}$ определяются по установленной мощности электродвигателей и величине загрузки в течение года. Расходы электроэнергии на освещение и некоторые другие нужды котельных невелики, и их можно не учитывать.

Установленная мощность электродвигателей зависит от теплопроизводительности и типа котельной, системы теплоснабжения, вида основного оборудования, вида топлива и способа его сжигания. Величина удельной установленной мощности электродвигателей $э_{\text{уд}}$ в котельной может быть найдена по табл. 10-6. Значения $э_{\text{уд}}$ приведены для закрытой системы теплоснабжения, для открытой системы найденные величины увеличиваются на 20%.

Таблица 10-5

Данные по стоимости 1 т жидкого топлива

Наименование топлива	Пояс* I	Пояс* II	Пояс* III	Примечание
Мазут флотский Ф-12	26—50	29—50	34—50	
Мазут флотский из сернистых нефтей ФС-5	26—00	29—00	34—00	
Мазут топочный марок:				
40 с $S^p<0,5\%$	25—50	28—50	32—50	
100 и 200 с $S^p<0,5\%$	25—00	28—00	32—00	
40 с $S^p<2,0\%$	24—00	27—00	31—00	
100 и 200 с $S^p<2,0\%$	23—50	26—50	30—50	
40 с $S^p<3,5—4,3\ \%$	23—00	26—00	30—00	
100 и 200 с $S^p<3,5—4,3\%$	22—50	25—50	29—50	
Масло соляровое	36—00	41—00	46—00	
Топливо дизельное, автотракторное специализированное за 10 л	00—27	00—31	00—35	

* Ко II поясу относятся Алтайский край, Бурятская АССР, Иркутская, Кемеровская, Новосибирская, Томская, Тюменская, Читинская области, Красноярский край, Тувинская АССР.

К III поясу—Амурская, Камчатская, Магаданская, Сахалинская области, Хабаровский край, Якутская АССР.

К I поясу—все остальные области, края и республики СССР.

Удельная установленная мощность электродвигателей $э_{уд}$, кВт/МВт

топлива при закрытой

Топливо и способ сжигания	Теплопроизводительность					
	2,3/2	4,6/4	7/6	9,2/8	11,6/10	14/12
				I. Отопительные котельные		
Газ и мазут	28,5/33	24,1/28	22,4/26	19,8/23	18,1/21	16,4/19
Твердое:						
сжигание в слое	34,5/40	27,6/32	24,1/28	21,5/25	19,8/23	17,2/20
камерное сжигание	—	—	—	—	—	—
				II. Отопительно-производствен		
Газ и мазут	28,5/33	24,1/28	22,4/26	19,8/23	18,1/21	16,4/19
Твердое:						
сжигание в слое	34,5/40	27,6/32	24,1/28	22,4/26	19,6/23	17,2/20
камерное сжигание	—	—	—	—	—	—
				III. Производственные котель		
Газ и мазут	28,5/33	24,1/28	20,6/24	18,1/21	16,4/19	14,6/17
Твердое:						
сжигание в слое	41,2/48	31/36	24,1/28	22,4/26	19,8/23	17,2/20
камерное сжигание	—	—	—	—	—	—

Установленная мощность электродвигателей для подсчета годового расхода электроэнергии должна быть умножена на число часов работы котельной τ и коэффициент использования мощности $k_{эл}$, величина которого при Q от 2,3 до 11,6 МВт (от 2 до 10 Гкал/ч) равна 0,6; от 14 до 35 МВт (от 12 до 30 Гкал/ч) — 0,7 и от 58 до 350 МВт (от 50 до 300 Гкал/ч) — 0,8.

Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии для котельных с установленной мощностью 100 кВ·А и ниже составляет $c_{эл}=2,5$ коп/(кВт·ч).

При установленной мощности электродвигателей выше 100 кВ·А применяется двухставочный тариф, при котором оплачивается присоединенная мощность (кВ·А) или заявленный максимум нагрузки (кВт) в часы максимальной нагрузки энергосистемы и потребленная электроэнергия. Основная плата за присоединенную мощность составляет от 28 руб. 40 коп. до 113 руб. 90 коп. за 1 кВт максимальной нагрузки.

За фактически потребленную энергию плата равна от 0,19 до 9,3 коп/(кВт·ч) в различных энергосистемах, составляя для большинства систем около 1 коп/(кВт·ч) в европейской части СССР, не считая скидок и надбавок.

Затраты на электроэнергию, тыс. руб/год, следовательно, составят:

$$C_{эл.эн}=э_{уд}\Sigma Q_{уст}\tau k_{эл}c_{эл}. \qquad (10\text{-}13)$$

При известном годовом расходе воды из внешнего источника водоснабжения (городского водопровода или водоема) затраты на воду для источника теплоснабжения при стоимости воды от 3 до 5 коп. за 1 м^3, тыс. руб/год, будут:

$$C_в=(0,03—0,05)\,G_{вод}. \qquad (10\text{-}14)$$

Наконец, **прочие расходы**, включающие затраты на спецодежду, питание, охрану труда и некоторые другие, принимают обычно

Таблица 10-6

$\left(\frac{\text{кВт}}{\text{Гкал/ч}}\right)$, **для котельных разного типа при сжигании разных видов**
системе теплоснабжения

котельной, МВт(Гкал/ч)							
23,2/20	35/30	58/50	70/60	105/90	175/150	233/200	350/300
с водогрейными котлами							
13,8/16	12,1/14	10,3/12	9,5/11	9,5/11	9,5/11	9,5/11	9,5/11
13,8/16	10,3/12	8,6/10	—	—	—	—	—
—	—	18,1/21	17,7/20,5	17,2/20	17,2/20	16,8/19,5	16,4/19,0
ные котельные с паровыми котлами							
13,8/16	12,1/14	10,3/12	9,5/11	9,5/11	9,0/10,5	8,6/10	—
13,8/16	10,3/12	8,6/10	—	—	—	—	—
—	—	18,1/21	17,7/20,5	16,4/19	16,4/19	16,4/19	16,4/19
ные с паровыми котлами							
12,1/14	10,3/12	8,6/10	7,7/9	7,7/9	7,3/8,5	6,9/8,0	6,5/7,5
13,8/16	10,3/12	8,6/10	—	—	—	—	—
—	—	14,6/17	13,8/16	12,9/15	12,5/14,5	12,1/14	—

в 3—5% общей суммы эксплуатационных затрат, тыс. руб/год:

$$C_{\text{проч}} = (0{,}03 - 0{,}05)\,(C_{\text{амор}} + C_{\text{тек.р}} + C_{\text{з.п}} + \Sigma C_{\text{топ}} + C_{\text{эл.эн}} + C_{\text{в}}). \quad (10\text{-}15)$$

Имея сумму годовых эксплуатационных затрат, найденную по формуле (10-4), и зная годовую выработку тепловой энергии, можно найти себестоимость выработанной тепловой энергии, руб/МВт (руб/Гкал):

$$C_{\text{выр}} = \frac{C_{\text{год}}}{\Sigma Q_{\text{выр}}}. \quad (10\text{-}16)$$

Если подсчитать расходы теплоты на собственные нужды (см. гл. 2 и 7) и учесть расход электроэнергии (в пересчете на теплоту), то можно определить количество отпущенной тепловой энергии

$$\Sigma Q_{\text{отп}} = \Sigma Q_{\text{выр}} - \Sigma Q_{\text{сн}} \quad (10\text{-}17)$$

и определить себестоимость отпущенной энергии, подставляя ее в формулу (10-16).

Сопоставляя последнюю величину с установленной в данном районе ценой отпущенного 1 МВт (Гкал) теплоты, можно определить рентабельность работы котельной установки.

Для анализа экономических показателей и отчетности принято определять величины удельного расхода условного топлива на отпущенную единицу тепловой энергии, т/МВт (т/Гкал):

$$b_{\text{т}} = \frac{B_{\text{год}}}{\Sigma Q_{\text{отп}}} \quad (10\text{-}18)$$

и удельного расхода электроэнергии на то же количество отпущенной тепловой энергии, кВт·ч/МВт (кВт×ч/Гкал):

$$Э_{уд.эл.эн} = \frac{\Sigma Q_{уст} Э_{уд}}{\Sigma Q_{отп}}. \qquad (10\text{-}19)$$

Сопоставление эксплуатационных значений $b_т$ и $Э_{уд.эл.эн}$ с проектными данными показывает совершенство использования установленного оборудования.

Для оценки экономической эффективности предлагаемых технических решений в энергетике приняты понятия срока окупаемости и приведенных затрат [Л. 35].

Для определения срока окупаемости — периода, в течение которого возмещаются дополнительные капитальные вложения за счет экономии на издержках производства, используют следующую формулу:

$$T_{ок} = \frac{\Sigma K_1 - \Sigma K_2}{C_{год2} - C_{год1}}. \qquad (10\text{-}20)$$

Для энергетических объектов нормальный срок окупаемости принят в 8 лет, при котором целесообразно осуществлять дополнительные капитальные вложения.

Однако этот способ связан с необходимостью рассмотрения нескольких вариантов ΣK_1, ΣK_2 и т. д. и подсчета величин $C_{год1}$, $C_{год2}$ и т. д., т. е. дает возможность сопоставлять варианты только попарно. При небольшой разнице в капиталовложениях и эксплуатационных расходах этот способ может привести к неправильным выводам.

Поэтому вместо срока окупаемости рекомендуется использовать приведенные затраты, которые можно относить к 1 году эксплуатации или нормативному сроку окупаемости приведенных затрат. Величину $E_{норм}$, обратную $T_{норм}$, называют нормативным коэффициентом сравнительной экономической эффективности. В энергетике величина $E_{норм}$=0,125, величина приведенных затрат за год находится из выражения

$$З_{год} = C_{год} + E_{норм} \Sigma K. \qquad (10\text{-}21)$$

Полученная величина дает значение приведенных затрат за 1 год эксплуатации объекта.

Выражением (10-21) пользуются и в случае, если величина $C_{год}$ может значительно изменяться за время эксплуатации, тогда эффективность варианта предлагаемых технических решений определяется на текущий или перспективный расчетный срок.

Сравнивая полученные $З_{год}$ с имеющимися затратами до выполнения намечаемых технических решений, судят об эффективности этих решений.

В случае изменения капитальных и годовых затрат за время нормативного срока окупаемости величину приведенных затрат находят по формуле

$$З_{норм} = \Sigma K + T_{норм} C_{год}. \qquad (10\text{-}22)$$

Формулами (10-21) и (10-22) следует пользоваться при выборе оптимального варианта технических решений.

РАСШИФРОВКА ВСТРЕЧАЮЩИХСЯ В ТЕКСТЕ СОКРАЩЕННЫХ НАЗВАНИЙ ЗАВОДОВ И ОРГАНИЗАЦИЙ

БКЗ — Барнаульский котельный завод Минэнергомаша СССР
БелКЗ — Белгородский котельный завод Минэнергомаша СССР
БиКЗ — Бийский котельный завод Минэнергомаша СССР
ВТИ — Всесоюзный научно-исследовательский теплотехнический институт
ВНИИНП — Всесоюзный научно-исследовательский институт нефтепереработки
ВНИИСТО — Всесоюзный научно-исследовательский институт санитарно-технического оборудования
Госгортехнадзор СССР — Государственный комитет по надзору за ведением работ в промышленности и горному надзору при Совете Министров СССР
Госстрой СССР — Государственный комитет Совета Министров СССР по делам строительства
Гипрогазоочистка — Государственный институт по проектированию газоочистных сооружений
ДорКЗ — Дорогобужский котельный завод Минэнергомаша СССР
Латгипропром — Государственный территориальный институт по проектированию промышленных предприятий Госстроя Латвийской ССР
ММЗ — Московский машиностроительный завод (теперь МЗК — Московский завод котлоагрегатов)
МЭИ — Московский энергетический институт
Минэнерго СССР — Министерство энергетики и электрификации СССР
Минэнергомаш СССР — Министерство энергетического машиностроения СССР
МО ЦКТИ — Московское отделение Центрального котлотурбинного института
НИИОГАЗ — Научно-исследовательский институт промышленной и санитарной очистки газов
ОРГРЭС — Всесоюзный государственный трест по организации и рационализации районных электрических станций Минэнерго СССР
Оргэнергострой — Всесоюзный институт по проектированию и организации энергетического строительства Минэнерго СССР
ПТЭ — Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей
РМК — ротационный мокрый кольцевой вакуум-насос с рабочей жидкостью — водой
Сантехпроект — Государственный проектный институт Главного управления по строительному проектированию предприятий, зданий и сооружений Союзсантехпроекта Госстроя СССР
СН — строительные нормы Госстроя СССР
СНиП — строительные нормы и правила Госстроя СССР
ТКЗ — Таганрогский завод «Красный котельщик»
ТЭП, или Теплоэлектропроект — Государственный проектный институт Минэнерго СССР
ТМЗ — Тихорецкий машиностроительный завод
ЦКТИ — Центральный котлотурбинный институт
ЦЭМ (Центроэнергомонтаж) — Государственный трест по монтажу энергетического оборудования Минэнерго СССР
ЦНИИМПС — Центральный научно-исследовательский институт Министерства путей сообщения

Список литературы

1. **Госгортехнадзор** СССР. Сборник правил и руководящих материалов по котлонадзору. М., «Недра», 1972. 528 с.

2 **Указания** по проектированию котельных установок СН-350-66. М., Стройиздат, 1967. 83 с.

3. **Авдеева А. А., Белосельский Б. С., Краснов М. Н.** Контроль топлива на электростанциях. М., «Энергия», 1973. 384 с.

4. **Мельников Н. В.** Минеральные топлива. М., «Недра», 1971. 215 с.

5. **Бренц А. Д.** Главное топливо XX века. — «Советский Союз», 1971, № 9, с. 10—12.

6. **Семененко Н. А.** Вторичные энергоресурсы промышленности и энергетическое комбинирование. М., «Энергия», 1968. 296 с.

7. **Кириллин В. А., Стырикович М. А.** Технический прогресс в энергетике. — «Наука и жизнь», 1970, № 4, с. 20—30.

8. **Спейшер В. А.** Сжигание газа на электростанциях и в промышленности. М., «Энергия», 1967. 251 с.

9. **Стаскевич Н. Л.** Справочное руководство по газоснабжению. М., Гостоптехиздат, 1960. 875 с.
10. **Основы** практической теории горения. Под ред. В. В. Померанцева. Л., «Энергия», 1973. 264 с.
11. **Резняков А. Б., Басина И. П., Бухман С. В., Вдовенко М. И., Устименко Б. П.** Горение натурального топлива. Алма-Ата, «Наука», 1968. 410 с.
12. **Тепловой** расчет котельных агрегатов. Нормативный метод. М., «Энергия», 1973. 296 с.
13. **Роддатис К. Ф., Соколовский Я. Б.** Справочник по котельным установкам малой производительности. М., «Энергия», 1975. 370 с.
14. **Нечаев Е. В., Лубнин А. Ф.** Механические топки для котлов малой мощности. Л., «Энергия», 1968. 311 с.
15. **Роддатис К. Ф., Рубинов Ю. С.** Модернизация паровых котлов малой мощности. М.—Л., Госэнергоиздат, 1952. 142 с.
16. **Митор В. В.** Теплообмен в топках паровых котлов. Л., Машгиз, 1963. 180 с.
17. **Татищев С. В.** Механизация небольших водогрейных и паровых котлов, работающих на твердом топливе. М., Стройиздат, 1968. 120 с.
18. **Лебедев А. Н.** Подготовка и размол топлива на электростанциях. М., «Энергия», 1969. 520 с.
19. **Спейшер В. А., Горбаненко А. Д.** Повышение эффективности использования газа и мазута в энергетических установках. М., «Энергия», 1974. 208 с.
20. **Стырикович М. А., Мартынова О. И., Миропольский З. Л.** Процессы генерации пара на электростанциях. М., «Энергия», 1969. 312 с.
21. **Лесниковский Л. А., Старобин Л. Е., Лазебный В. П., Сухоносов А. А., Крылов А. К.** Водогрейные котлы теплопроизводительностью 10, 20 и 30 Гкал/ч для работы на жидком, газообразном и твердом топливах. ЦКТИ, 1970. 12 с.
22. **Бузников Е. Ф., Роддатис К. Ф., Берзиньш Э. Я.** Производственные и отопительные котельные. М., «Энергия», 1974. 232 с.
23. **Кузьмин А. В., Капчиц З. Ф.** Котлы малой производительности. Каталог-справочник. М., НИИинформтяжмаш, 1975. 124 с.
24. **Лунина Н. В.** Котлы малой, средней мощности и топочные устройства. Каталог-справочник. М., НИИинформтяжмаш, 1972. 204 с.
25. **Грязнов В. А., Лунина Н. В.** Котлы-утилизаторы и энерготехнологические. Каталог-справочник. М., НИИинформтяжмаш, 1973. 72 с.
26. **Гурский В. Ф.** Электродные водогрейные котлы типа КЭВЗ. М., «Информстандартэлектро», М., 1967. 8 с.
27. **Рыжкин В. Я.** Тепловые электрические станции. М., «Энергия», 1976. 448 с.
28. **Справочник** проектировщика. Проектирование тепловых сетей. Под ред. А. А. Николаева. М., Стройиздат, 1965. 359 с.
29. **Волковинский В. А., Роддатис К. Ф., Харламов А. А.** Мельницы-вентиляторы. М., «Энергия», 1971. 288 с.
30. **Аэродинамический** расчет котельных установок. Нормативный метод. М.—Л., Госэнергоиздат, 1965. 135 с.
31. **Лившиц О. В.** Справочник по водоподготовке котельных установок. М., «Энергия», 1976. 287 с.
32. **Белан Ф. И., Сутоцкий Г. П.** Водоподготовка промышленных котельных. М., «Энергия», 1969. 328 с.
33. **Алейников Г. И., Мадиевский Г. Д. и др.** Водоподготовительное оборудование. Каталог-справочник. М., НИИинформтяжмаш, 1974. 189 с.
34. **Файерштейн Л. М., Этинген Л. С., Гохбойм Г. Г.** Справочник по автоматизации котельных. М., «Энергия», 1972. 360 с.
35. **Чернухин А. А., Флаксерман Ю. Н.** Экономика энергетики СССР. М., «Энергия», 1975. 496 с.
36. **Бондаренко Э. А.** Математическая зависимость тарифов на железнодорожные перевозки энергетического топлива. — «Энергетик», 1970, № 10, с. 20—21.
37. **Килин Т. Ф., Марголина Р. В., Постоловский С. Н.** Дутьевые вентиляторы и дымососы типа 0,55-40-1. — «Энергомашиностроение», 1976, № 7, с. 38—39.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

А

Автоматика 410
Азот воздуха 50
— топлива 16
Анионит 384
Антрацит и полуантрацит 31
Аппараты обдувочные 226
Арматура запорная 12, 199
— предохранительная 203
— регулирующая 205

Б

Бак-аккумулятор 9, 291, 395
Баланс воздушный 80
— золовой 68
— тепловой 61, 76, 84
Балки опорные 193
Балласт топлива 18
Барабан котельный 9
Блоки монтажные 235
— поставочные 235
Блокировка 412
Бомба калориметрическая 24
Бункера для угля 10

В

Вентилятор дутьевой 7, 363, 366
Влага воздуха 53
— топлива 17
Вложения капитальные 419
Вода исходная (сырая) 9, 13, 370
— котловая 397
— питательная 11, 292
— сетевая 301
— техническая 368
— химически очищенная 371
Возврат уноса 230
Воздух первичный, вторичный 61, 74, 149
Воздухоподогреватель регенеративный 198
— трубчатый 7, 11, 195
— чугунный 197
Время запаздывания 415
Выход летучих 19, 230

Г

Газоанализатор химический 51
— хроматограф 51
Газопровод 13, 23
Газоход 12
Газы горючие 7, 11, 363
— дымовые 27, 33
Гарнитура 12, 219
Гидродинамика 169
Горелки для топлива 75, 144, 146
Горение топлива 40, 47
ГРЭС и ГЭС 5, 6

Д

Давление избыточное 57
— наддува 57, 261, 282
— парциальное 57
Деаэрация воды 13, 165
Диаметр эквивалентный 103
Диссоциация 42
Диффузор 350

Ж

Жесткость воды карбонатная временная 370
— — некарбонатная 370
— — общая 370

З

Забрасыватель топлива 123
Загрязнение поверхностей нагрева 161, 164, 372
Закон Стефана — Больцмана 75
Запас питания 10
Затраты капитальные 417
— эксплуатационные 418
Застой циркуляции 169
Затворы топлива, шлака, золы 10, 221
Здания котельных 399
Зеркало горения 13
— испарения 9, 173
Змеевик 180
Зола топлива 17, 19, 377
Золовой износ 161
Золоулавливание 11, 329

И

Избыток воздуха 50, 57
Излучение газов 81, 93
— теплоты 75
Испарение ступенчатое 176
Испарительность топлива 67

К

Каркас котлоагрегата 12, 231
Катионирование 380
Коагуляция 377
Коллектор пароперегревателя 185, 187
— экономайзера 194
— экрана 166, 170
Компоновка котлоагрегата 14
— котельной 403
Конденсат 13
Константа равновесия 41
Контур циркуляции 165
Коррозия 163
Котельный агрегат 7
Котлы батарейные 177
— водогрейные 180, 249
— водотрубные 177
— паровые 181, 260
— прямоточные 169
— стальные 177
— чугунные 182, 243
Коэффициент гидравлического сопротивления 169, 357
— загрязнения 85, 113
— избытка воздуха 57
— омывания 111
— полезного действия 67, 72
— сохранения теплоты 71
— теплоотдачи 101
— теплопередачи 99, 100
— трения 170
— эффективности 100
Кратность циркуляции 167

Л

Лапы для установки 291

М

Мазут 32, 33, 309
Марки топлива 28, 31
Масса молекулярная 48
Массы огнеупорные 240
Материалы для котлоагрегатов 236
Мельницы пылеугольные 319
Мембрана 202
Метод расчета на прочность 238
— — теплообмена 76
— — тяги и дутья 346

Н

Накипеобразование 372
Напор питательного насоса 395
— нивелирный 172
— полезный полный 168
— температурный 98
Напряжение сечения топочной камеры 73
— тепловое видимое топочного объема 73
Начисления на зарплату 421
Неравномерность обогрева 106

О

Обдувка 226
Обмуровка 9, 211
Обмывка поверхностей нагрева 228
Объем водяных паров 54
— дымовых газов 56
— сухих газов 51
— топки 82
Обработка воды внутрикотловая 375
— докотловая 376
Окисляемость воды 371

Опоры котлов 231
Осветление воды 376
Остатки пыли на ситах 138
Отложения внутренние 164
— наружные 161
Отсеки барабана 176
Отходы городского хозяйства 36
— сельского хозяйства 29
Охладители пара 187
Очистки дымовых газов 328
— поверхностей нагрева дробью 228

П

Пар водяной — термодинамические свойства 64
Перегреватель пара 182
Плавкость золы 19
Поверхность нагрева 10, 76
Подогрев воды 64, 189
— воздуха 195
Полуантрацит 31
Потеря напора 168
— теплоты в окружающую среду 70
— — с физической теплотой шлака 72
— — с уходящими газами 69
— — от химического и механического недожога 68
Присосы воздуха 57
Продувка 115, 175
Продукты сгорания топлива 48
Пространство в барабане котла паровсе 9, 175
— водяное 9, 173
Противоток 77
Прямоток 77

Р

Размещение источника теплоснабжения 398
Размол твердого топлива 136
Разность температур 76, 98
Расположение труб в пучке 101
Расчет аэродинамический 346, 361
— потребления воды 368
— продувки 175
— рассеивания выбросов из дымовой трубы 368
— тепловой схемы 292
— теплообмена излучением 80
Реакция горения 41
Регулирование паропроизводительности 410
— подачи воды 207
— температуры перегрева пара 115, 188

С

Самотяга 345
Сепарация пара 173
— пыли 326
Сечение газохода «живое» 97
Сжигание топлива в кипящем слое 74, 134
— — камерное 136
— — слоевое 116
Скорость воды в экономайзере 194
— воздуха 197, 198
— в стальных водогрейных котлах 173, 292
— горения топлива 44
— дымовых газов 77, 192
— пара в перегревателе 187
Сланцы 32
Стадии процесса горения топлива 47
Степень черноты 81, 86
Структура потока пароводяной смеси 166
Сухой остаток 370
Схемы водоподготовки 375, 382
— золошлакоудаления 337
— обезмасливания конденсата 380
— тепловые 292

Т

Температура воспламенения топлива 44
— газов на выходе из топки 93
— горения теоретическая 84
Температура плавкости золы 19
— подогрева воды 11, 181, 190, 193
— — воздуха 70
— обмуровки 219
— стенки труб 238
— уходящих газов 70
Теплоемкость газов 60
— золы 60
— топлива 63
Топливо газообразное 33
— жидкое 33
— твердое 29
— условное 28
Теплоноситель органический высококипящий 288
Теплота сгорания топлива 24
Толщина излучающего слоя газов 86
Топки камерные 142
— слоевые 116
Топливоподача и склады 306
Транспорт топлива 34, 422
Трубы жаровые, дымогарные 177, 265
— кипятильные 178
Торф 29

У

Уголь бурый 30
— каменный 30
Уровень воды 9
Установки для подачи воды в котлы 390
— — удаления золы и шлака 11, 337
— редукционные 206, 295
— с термальными водами 304
Устройства горелочные 146
Утилизаторы теплоты (котлы) 283

Ф

Факел в топочной камере 74, 150
Фестон из труб 92

Ц

Циклоны внутрибарабанные 174
— выносные 176, 270
— топочных камер 74, 145
Циркуляция естественная 165
— принудительная 169

Ч

Число Прандтля 103
— Рейнольдса 101, 170

Ш

Шаги труб в пучках 93, 97
— экранов 83, 143
Шамот 240
Шлак 11, 23
Ширмовые поверхности нагрева 142
Шурующая планка 127

Щ

Щелочность воды 371

Э

Экономайзер кипящий 7, 193
— стальной 7, 193
— чугунный 7, 190
Экран гладкотрубный 10, 143
— плавниковый 143
— с шипами 143
Энтальпия воды 64
Энтальпия газов 59, 61
— золы 59
— пара 64
Энергоресурсы вторичные 36
Этан 27
Этилен 27

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 3
Введение 5
В-1. Источники тепловой и электрической энергии 5
В-2. Элементы, входящие в котельную установку. Общая схема котельной установки 6

Глава первая. **Топливо и другие энергетические ресурсы** 15

1-1. Топливо. Общие сведения 15
1-2. Теплота сгорания топлива. Условное топливо 24
1-3. Виды, марки и классы топлива 28
1-4. Вторичные и нетопливные энергетические ресурсы для теплоснабжения 36

Глава вторая. **Сжигание топлива и использование его теплоты** 40

2-1. Горение топлива 40
2-2. Продукты сгорания топлива 48
2-3. Энтальпия продуктов сгорания топлива 59
2-4. Тепловой баланс котельной установки 61
2-5. Потери теплоты и коэффициенты полезного действия 67
2-6. Общие сведения о топочных устройствах 73
2-7. Использование теплоты в радиационных и конвективных поверхностях нагрева 75
2-8. Основы теплового расчета котельного агрегата 78
2-9. Расчет теплообмена излучением 80
2-10. Расчет теплообмена в газоходах 96
2-11. Расчет коэффициентов теплопередачи 100

Глава третья. **Топочные устройства** 116

3-1. Слоевые ручные и механизированные топки 116
3-2. Камерное сжигание топлива 136
3-3. Горелочные устройства 146

Глава четвертая. **Физические и химические процессы в котлоагрегатах** 161

4-1. Загрязнение, золовой износ и коррозия внешних поверхностей . . 161
4-2. Внутрикотловые процессы. Циркуляция и гидродинамика 164
4-3. Способы получения сухого и чистого пара. Ступенчатое испарение 173

Глава пятая. **Котельные агрегаты и их элементы** 177

5-1. Типы, параметры и теплопроизводительность котлоагрегатов . . . 177
5-2. Пароперегреватели 183
5-3. Водяные экономайзеры 189
5-4. Воздухоподогреватели 195
5-5. Арматура 199
5-6. Обмуровка 211
5-7. Гарнитура 219
5-8. Каркасы, площадки и лестницы 231
5-9. Материалы и изделия для котельных агрегатов 236

Глава шестая. **Типичные конструкции котельных агрегатов** 242

6-1. Компоновка котельных агрегатов 242
6-2. Чугунные водогрейные и паровые котлы 243
6-3. Стальные водогрейные котлы 249
6-4. Паровые котлоагрегаты 260
6-5. Котлы-утилизаторы, энерготехнологические и другие агрегаты . . . 283

Глава седьмая. **Котельные установки для теплоснабжения** 291

7-1. Тепловые схемы и их расчет 292
7-2. Тепловые схемы котельных установок с паровыми и водогрейными котлами 299
7-3. Тепловые схемы установок с термальными водами и электронагревателями 304
7-4. Топливное хозяйство и топливоподача котельных установок . . . 306

7-5. Приготовление пыли твердого топлива в пылеприготовительных установках . . . 319
7-6. Очистка дымовых газов перед выбросом в атмосферу . . . 328
7-7. Установки для удаления шлака и золы . . . 337

Глава восьмая. Тяга и дутье в котельных установках . . . 344

8-1. Общие положения . . . 344
8-2. Методика аэродинамических расчетов тракта дымовых газов . . . 346
8-3. Аэродинамический расчет сопротивлений тракта для воздуха . . . 361
8-4. Выбор дымососов и вентиляторов . . . 363
8-5. Расчет дымовой трубы на рассеивание загрязнений . . . 368

Глава девятая. Баланс и подготовка воды в котельных установках . . . 368

9-1. Расчет потребления воды . . . 368
9-2. Водно-химические характеристики природных вод . . . 370
9-3. Химическая очистка воды и требования к качеству пара, питательной и котловой воды . . . 371
9-4. Внутрикотловая обработка воды . . . 375
9-5. Докотловая подготовка воды . . . 376
9-6. Расчет величины продувки и использование ее теплоты . . . 388
9-7. Деаэрация и установки для подачи воды в котлы и тепловые сети 390
9-8. Техническое водоснабжение . . . 397

Глава десятая. Размещение, компоновки котельных установок, автоматизация и технико-экономические показатели котельных . . . 398

10-1. Размещение источника теплоснабжения . . . 398
10-2. Здания котельных . . . 399
10-3. Компоновка оборудования . . . 403
10-4. Контрольно-измерительные приборы и автоматика . . . 410
10-5. Технико-экономические показатели котельных . . . 416
Расшифровка встречающихся в тексте сокращенных названий заводов и организаций . . . 427

Список литературы . . . 427

Предметный указатель . . . 429

КОНСТАНТИН ФЕДОРОВИЧ РОДДАТИС

КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

Редактор *В. А. Спейшер*
Редактор издательства *А. А. Кузнецов*
Переплет художника *А. М. Кувшинникова*
Технический редактор *Л. В. Иванова*
Корректор *М. Г. Гулина*

ИБ № 642

Сдано в набор 14/II 1977 г. Подписано к печати 22/VII 1977 г. Т-13243 Формат 70×100¹/₁₆
Бумага типографская № 2 Усл. печ. л. 35,1 Уч.-изд. л. 36,62 Тираж 30 000 экз. Зак. 53 Цена 1 р. 70 к.

Издательство «Энергия», Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10

Московская типография № 10 Союзполиграфпрома при Государственном комитете Совета Министров СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10.